

СУЛЕЙМАНОВ В. М., КАЦАДЗЕ Т. Л.

**ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ
ЧАСТИНА 1**

МАТЕРІАЛИ ЛЕКЦІЙ

2011

ЗМІСТ

Вступ	3
РОЗДІЛ 1. Загальні відомості про електричні системи та мережі	5
<i>Лекція 1</i>	5
1.1. Основні визначення	5
1.2. Одиниці вимірювання електрофізичних величин	7
1.3. Номінальні напруги устаткування електричних систем	8
<i>Лекція 2</i>	11
1.4. Призначення електричних мереж	11
1.5. Вимоги до електричних мереж	13
1.6. Класифікація електричних мереж	16
<i>Лекція 3</i>	18
1.7. Режими роботи нейтралі	18
<i>Лекція 4</i>	23
1.8. Електричні станції	23
<i>Лекція 5</i>	33
1.9. Характеристики споживачів електроенергії	33
1.10. Визначення кількості енергії, переданої по електричній мережі протягом року	38
<i>Лекція 6</i>	41
1.11. Участь електростанцій різних типів у покритті графіків навантаження	41
1.12. Потужність трифазної системи змінного струму	43
1.13. Використання системи симетричних складових для моделювання трифазних електричних систем	45
РОЗДІЛ 2. Елементи теорії передавання електричної енергії по лініям електропередачі	47
<i>Лекція 7</i>	47
2.1. Загальні відомості про конструктивне виконання ліній електропередачі	47
2.2. Провода повітряних ліній електропередачі	48
2.3. Опори повітряних ліній електропередачі	52
<i>Лекція 8</i>	55
2.4. Ізолятори та лінійна арматура повітряних ліній електропередачі	55
2.5. Конструкція кабельних ліній електропередачі	58
<i>Лекція 9</i>	64
2.6. Електротехнічні параметри ліній електропередачі	64
2.7. Активний опір лінії електропередачі	67

<i>Лекція 10</i>	69
2.8. Активна поперечна провідність лінії електропередачі.....	69
2.9. Індуктивний опір лінії електропередачі.....	72
2.10. Ємнісна провідність лінії електропередачі.....	75
<i>Лекція 11</i>	76
2.11. Рівняння робочого режиму лінії електропередачі.....	76
2.12. Однолінійні схеми заміщення зі зосередженими параметрами ліній електропередачі.....	79
<i>Лекція 12</i>	84
2.13. Векторна діаграма робочого режиму лінії електропередачі.....	84
РОЗДІЛ 3. Силові трансформатори та автотрансформатори електричних мереж.....	89
<i>Лекція 13</i>	89
3.1. Загальні відомості про конструктивне виконання силових трансформаторів.....	89
3.2. Загальні положення моделювання двообмоткових силових трансформаторів.....	95
<i>Лекція 14</i>	98
3.3. Визначення параметрів схеми заміщення двообмоткових силових трансформаторів.....	98
<i>Лекція 15</i>	104
3.4. Однолінійні схеми заміщення триобмоткових силових трансформаторів.....	104
3.5. Триобмоткові трансформатори із скороченими обмотками.....	108
<i>Лекція 16</i>	110
3.6. Силові трансформатори з розщепленими обмотками.....	110
3.7. Силові автотрансформатори.....	112
РОЗДІЛ 4. Втрати потужності та енергії в електричній системі.....	115
<i>Лекція 17</i>	115
4.1. Загальна характеристика втрат енергії та потужності в електричних мережах.....	115
4.2. Визначення втрат потужності в лініях електропередачі.....	117
4.3. Визначення втрат потужності в силових трансформаторах та автотрансформаторах.....	119
<i>Лекція 18</i>	121
4.4. Втрати енергії в електричних мережах.....	121
Список рекомендованої літератури.....	128

ВСТУП

Дисципліна «Електричні системи та мережі» є однією з базових у спеціальній підготовці фахівців електроенергетичних спеціальностей. Метою дисципліни є прищеплювання студентам уявлень про процеси передавання, перетворення, розподіл та споживання електричної енергії, конструктивне виконання та технологічне устаткування електричних мереж, робочі режими, регулювання та планування режимів електричних систем, проектування електричних мереж тощо.

Під час вивчення дисципліни «Електричні системи та мережі» базовим є системний підхід, відповідно до якого електроенергетичну систему розглядають як велику систему кібернетичного типу, яка є однією з підсистем енергетики, та визначає найважливіший вплив на суспільство в соціальному, економічному та науково-технічному аспектах, та вирішальний вплив на оточуюче середовище.

Вивчення дисципліни «Електричні системи та мережі» ґрунтується на знаннях, отриманих студентами під час вивчення основних дисциплін циклу професійної та практичної підготовки, таких як «Фізика», «Вища математика та математичний аналіз», «Теоретична електротехніка», «Основи метрології та електричних вимірювань», «Електричні машини», «Математичні задачі енергетики», «Економіка» та інші. Разом з тим дисципліна «Електричні мережі та системи» тісно пов'язана з іншими дисциплінами професійно-технічної підготовки, які опираються на неї та вивчаються паралельно або після вивчення даної дисципліни. Зокрема це такі дисципліни як «Регулювання режимів електричних систем», «Математичне моделювання електричних систем», «Перехідні процеси в електричних системах», «Релейний захист та автоматика електричних систем», «Електричні станції», «Спеціальні питання передачі електричної енергії», «Моделі оптимального розвитку електричних систем», «Питання надійності електричних систем», «Теорія автоматичного керування», «Основи проектування механічної частини ліній електропередач», «Проектування електричних мереж» та інші.

Задачами вивчення дисципліни «Електричні системи та мережі» є глибоке оволодіння фізикою процесів передавання електричної енергії в електричних мережах та системах, вільне та переконливе володіння аналізом технологічного процесу виробництва, передачі, перетворення та розподілу електричної енергії.

Технологічне, наукове і практичне спрямування дисципліни «Електричні мережі та системи» ґрунтується на реалізації вимог до підготовки кадрів, встановлених освітньо-кваліфікаційною характеристикою фахівця за спеціальністю «Електричні системи і мережі», націлених на розв'язання основних перед проектних, технологічних, експлуатаційних, економічних і конструкторських задач, які виникають під час проекту-

вання і експлуатації електричних мереж і систем різних класів номінальної напруги.

Технологічне спрямування дисципліни «Електричні системи та мережі» повинне озброїти студента сучасними математичними засобами аналізу і синтезу структур і топології електричних мереж, моделювання усталених і післяаварійних режимів, знаннями новітніх методів, засобів і способів формування керуючих впливів на режими роботи систем з метою вибору оптимальної стратегії управління режимами, спроможністю виявляти причини виникнення неоптимальності технологічного процесу виробництва, передачі, перетворення і розподілу електричної енергії, можливістю розробки і впровадження в практику експлуатації засобів удосконалення цього процесу, дієвими засобами зниження технологічних втрат енергії в усіх ступенях ієрархії електричної системи, засобам постановки експерименту в області електричних мереж і систем, оцінювання похибки і вірогідності отриманих результатів, критичного їх осмислення і аналізу, прийняттю оптимальних рекомендацій.

Практичне спрямування дисципліни «Електричні системи та мережі» покликане прищепити студенту уміння і навички інженера-технолога, експлуатаційника, проектувальника і конструктора, які відповідають в повному обсязі їхнім виробничим функціям, тобто інженера, спроможного приймати самостійні творчі рішення під час проектування, конструювання і налагодження устаткування електричних мереж. Ці навички і уміння дозволять молодому спеціалісту активно брати участь в рішенні проблем оптимального управління і регулювання режимів роботи електричних мереж і систем, в синтезі оптимальних схем побудови конфігурації електричної мережі, виборі оптимальних режимів роботи силового обладнання мережі та практичній роботі з ним тощо.

Конспект містить матеріали лекцій першого змістовного модуля «Загальні відомості, характеристики та параметри елементів електричних мереж та систем» дисципліни «Електричні системи та мережі», який складається з чотирьох розділів: «Загальні відомості про електричні мережі та системи», «Елементи теорії передавання електричної енергії по лініям електропередачі», «Силові трансформатори та автотрансформатори електричних мереж», «Технологічні втрати енергії в електричній системі».

Під час підготовки курсу лекцій використано теоретичні та методологічні розробки кафедри електричних мереж та систем НТУУ «КПІ» та провідних наукових шкіл.

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ

ЛЕКЦІЯ 1

1.1. ОСНОВНІ ВИЗНАЧЕННЯ

Будь-яка електроенергетична система складається з електричних станцій для вироблення електричної енергії; мереж магістральних ліній електропередачі для передавання електричної енергії на віддалену відстань; вузлових підстанцій для поєднання ліній електропередачі у складі електричної мережі та перетворення електричної енергії між різними ступенями номінальної напруги; розподільчих електричних мереж для розподілу електричної енергії між споживачами та споживачів електричної енергії. На рис. 1.1 представлено узагальнену структуру електроенергетичної системи.

Енергетичною системою (енергосистемою) називають сукупність електричних станцій, електричних та теплових мереж, сполучених між собою і пов'язаних спільністю режиму в безперервному процесі виробництва, перетворення і розподілу електричної енергії і теплоти при загальному управлінні цим режимом.

Електроенергетичною (електричною) системою називають електричну частину енергосистеми, тобто сукупність електроустановок електричних станцій (без первинних двигунів) і електричних мереж енергосистеми, та приймачів електричної енергії, які живляться від неї, поєднані спільністю процесу виробництва, передачі, перетворення, розподілу і споживання електричної енергії.

Приймачем електричної енергії (електроприймачем) називають апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії в інший вигляд енергії.

Споживачем електричної енергії називають електроприймач або групу електроприймачів, об'єднаних загальним технологічним процесом та розміщених на певній території.

Електричною мережею називають сукупність електроустановок для передавання і розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільних пристроїв, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередачі, які працюють на певній території.

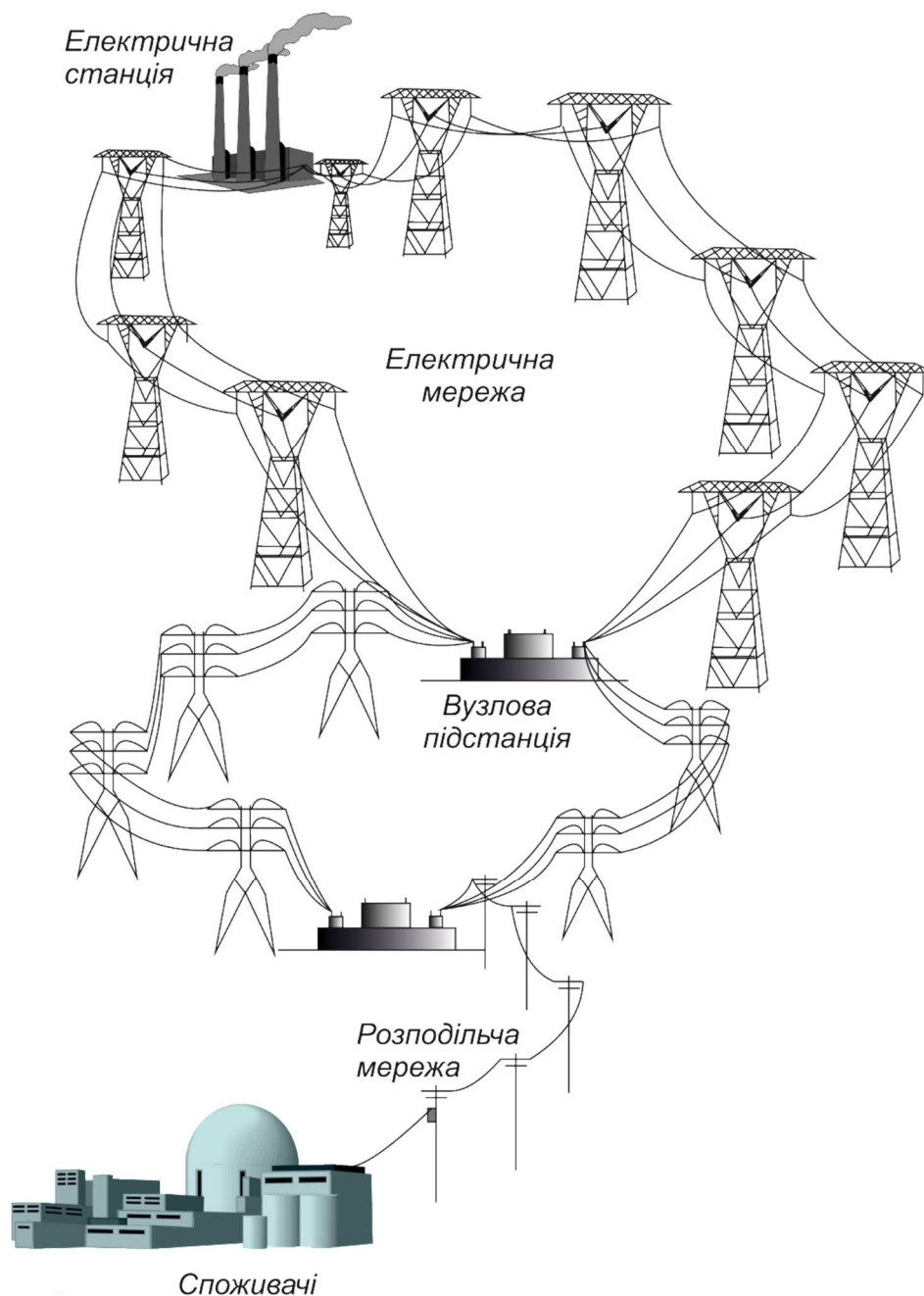


Рис. 1.1. Узагальнена структура електроенергетичної системи.

Електричною підстанцією називають електроустановку, призначену для приймання, перетворення та розподілу електричної енергії, яка складається із трансформаторів, розподільчих пристроїв, пристроїв управління та інших допоміжних пристроїв.

Розподільчим пристроєм називають електроустановку, призначену для приймання та розподілу електричної енергії на одному ступені номінальної напруги, яка містить комутаційні апарати, збірні шини, пристрої управління та захисту.

Лінією електропередачі називають електроустановку, призначену для передавання електричної енергії на віддалену відстань між двома пу-

нками електричної системи. Лінії електропередачі складаються із проводів та кабелів, ізолюючих елементів та несучих конструкцій.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть визначення енергетичної системи.
2. Наведіть визначення електроенергетичної системи.
3. Наведіть визначення електричної мережі.
4. Наведіть визначення електричної підстанції.
5. Наведіть визначення лінії електропередачі.

ЛІТЕРАТУРА

[3], стор. 10-12; [5], стор. 12-20; [7], стор. 7-9; [10], стор. 9-10;
[14], стор. 5-6; [15], стор. 10-11; [16], стор. 6-10.

1.2. ОДИНИЦІ ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРОФІЗИЧНИХ ВЕЛИЧИН

Для вимірювання електрофізичних величин використовують системні (міжнародної системи СІ) та позасистемні одиниці вимірювання.

Основними одиницями міжнародної системи вимірювань СІ є:

- одиниця довжини – метр (м);
- одиниця маси – кілограм (кг);
- одиниця часу – секунда (с);
- одиниця електричного струму – ампер (А);
- одиниця температури – Кельвін (К);
- одиниця речовини – моль (моль).

Для вимірювання електрофізичних величин використовують такі системні одиниці:

- електричний потенціал, напруга – вольт (В);
- електричний опір – Ом (Ом), $1 \text{ Ом} = \frac{1 \text{ В}}{1 \text{ А}}$;
- електрична провідність – Сіменс (См), $1 \text{ См} = \frac{1 \text{ А}}{1 \text{ В}}$;
- частота – Герц (Гц), $1 \text{ Гц} = \frac{1}{1 \text{ с}}$;
- електричний заряд (кількість електрики) – Кулон (Кл), $1 \text{ Кл} = 1 \text{ А} \cdot 1 \text{ с}$;
- електрична ємність – Фарад (Ф), $1 \text{ Ф} = \frac{1 \text{ Кл}}{1 \text{ В}} = \frac{1 \text{ А} \cdot 1 \text{ с}}{1 \text{ В}}$;
- магнітний потік – Вебер (Вб), $1 \text{ Вб} = 1 \text{ В} \cdot 1 \text{ с}$;

- індуктивність – Генрі (Гн), $1 \text{ Гн} = \frac{1 \text{ Вб}}{1 \text{ А}} = \frac{1 \text{ В} \cdot 1 \text{ с}}{1 \text{ А}}$;
- індукція магнітного поля – Тесла (Тл), $1 \text{ Тл} = \frac{1 \text{ Вб}}{1 \text{ м}^2} = \frac{1 \text{ В} \cdot 1 \text{ с}}{1 \text{ м}^2}$;
- потужність – Ватт (Вт), $1 \text{ Вт} = 1 \text{ В} \cdot 1 \text{ А}$.

Крім системних в електроенергетиці використовують також позасистемні одиниці:

- реактивна потужність – Вольт-ампер реактивний (Var);
- повна потужність – Вольт-ампер (ВА);
- енергія – кіловат-година (кВт·год), $1 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 3,6 \cdot 10^6 \text{ Дж}$.

Джоуль (Дж) – системна одиниця енергії, яка не знайшла застосування в електроенергетиці.

Для вимірювання електрофізичних величин використовують також префікси, які позначають ступені десятки:

- 10^{12} – тера- (Т);
- 10^9 – гіга- (Г);
- 10^6 – мега- (М);
- 10^3 – кіло- (к);
- 10^2 – гекто- (г);
- 10 – дека- (да);
- 10^{-1} – деци- (д);
- 10^{-2} – санті- (с);
- 10^{-3} – мілі- (м);
- 10^{-6} – мікро- (мк);
- 10^{-9} – нано- (н);
- 10^{-12} – піко- (п).

1.3. НОМІНАЛЬНІ НАПРУГИ УСТАТКУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

Номинальною називають електричну напругу, на яку розрахована нормальна робота устаткування з найбільшим економічним ефектом.

Чинні нормативні документи (ГОСТ 21128-83 «Номинальные напряжения до 1000 В» та ГОСТ 721-77 «Номинальные напряжения свыше 1000 В») регламентують шкалу номінальних напруг електроустаткування. Для трифазних систем змінного струму нормуванню підлягають діючі значення лінійної напруги. Для низьковольтних електричних систем шкала номінальних напруг включає наступні значення: 220, 380 і 660 В. Для високовольтних електричних систем шкала номінальних на-

пруг складається із такого ряду: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, (400), 500, 750 кВ.

Наведена шкала містить номінальну напругу 400 кВ, яка не нормується чинним стандартом, але є прийнятою для енергосистем Євросоюзу, з якими енергооб'єднання України має електричні зв'язки по лініях електропередачі саме цієї напруги.

Для забезпечення номінальної напруги на затискачах споживачів електричної енергії із урахуванням падіння напруги в електричних мережах номінальна напруга генераторів нормується на 5% більше за номінальну напругу під'єднаної електричної мережі.

Те саме стосується також вторинних обмоток трансформаторів, які виступають джерелом живлення для підключеної мережі. Тут додатково слід враховувати падіння напруги в обмотках самих трансформаторів. Тому номінальні напруги вторинних обмоток трансформаторів нормуються на 10% більші за номінальні напруги відповідних електричних мереж. Виключення складають малопотужні трансформатори, потужністю до 5600 кВ·А, для котрих падіння напруги в обмотках та на ділянках електричних мереж несуттєві. Для таких трансформаторів номінальні напруги вторинних обмоток лише на 5% перевищують номінальні напруги під'єднаних мереж. Також виключенню підлягають трансформатори надвисокої номінальної напруги (330 кВ та вище), для яких допустимі перепади напруги обмежені 5%-вим перевищенням за умовами роботи лінійної ізоляції. Для таких трансформаторів номінальні напруги вторинних обмоток також лише на 5% перевищують номінальні напруги відповідних електричних мереж.

Для первинних обмоток трансформаторів номінальні напруги співпадають із номінальними напругами живлячих мереж або генераторів.

Значення номінальних напруг електричного устаткування наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1. Номінальні напруги електричного устаткування

Електричні мережі	Генератори	Трансформатори	
		Первинні обмотки	Вторинні обмотки
Низьковольтні системи (напруга у вольтах)			
220	230	220	230
380	400	380	400
660	690	660	690
Високовольтні системи (напруга у кіловольтах)			
3	3,15	3 (3,15)	3,15 (3,3)
6	6,3	6 (6,3)	6,3 (6,6)
10	10,5	10 (10,5)	10,5 (11)
20	21	20 (21)	21 (22)
35	36,75	35 (36,75)	38,5

Продовження таблиці 1.1.

Електричні мережі	Генератори	Трансформатори	
		Первинні обмотки	Вторинні обмотки
110	—	110	121
150	—	150	165
220	—	220	242
330	—	330	347
500	—	500	525
750	—	750	787

Збільшення номінальної напруги електричних мереж дозволяє обмежити втрати енергії під час передавання електричної енергії. Дійсно, одну й ту саму електричну потужність можна передати на більш високій номінальній напрузі меншим струмом. Це, відповідно до закону Джоуля-Ленца, призводить до зменшення втрат потужності на передавання електричної енергії. Таким чином, збільшення номінальної напруги електричних мереж дозволяє знизити втрати енергії та підвищити пропускну здатність ліній електричних мереж. Разом з тим збільшення номінальної напруги пов'язано з суттєвим ускладненням, а, отже, і здороженням устаткування електричних мереж.

На сьогодні у складі Об'єднаної енергосистеми України паралельно функціонують електричні мережі різних класів номінальної напруги різного призначення.

Номінальні напруги 6 та 10 кВ використовують для створення промислових, міських та сільських розподільчих мереж. Тут найбільшого поширення набули мережі з номінальною напругою 10 кВ. Чинні нормативні документи не рекомендують використання номінальної напруги 6 кВ для створення нових розподільчих мереж. Останнім часом існуючі мережі напругою 6 кВ реконструюють та переводять на більш високу номінальну напругу 10 кВ.

Номінальну напругу 35 кВ широко використовують для створення центрів живлення сільських розподільчих мереж. Останнім часом з цією метою часто використовують також номінальну напругу 110 кВ.

Номінальні напруги 110, 150 та 220 кВ використовують для створення районних розподільчих електричних мереж загального використання, а також для зовнішнього енергопостачання крупних споживачів. Номінальну напругу 150 кВ використовують лише в Дніпровській енергосистемі для організації видачі потужності Дніпровської ГЕС. Останнім часом для створення районних електричних мереж використовують також номінальну напругу 330 кВ.

Номінальні напруги 330 кВ та вище використовують для створення системоутворюючих мереж магістральних ліній електропередачі для

об'єднання на паралельну роботу регіональних енергосистем у складі енергооб'єднання.

Як свідчить досвід проектування та експлуатації електричних мереж вищих класів номінальної напруги, підвищення номінальної напруги електричної мережі з метою збільшення її пропускної здатності слід виконувати не на наступний рівень, а через один. Так, для Об'єднаної енергетичної системи України економічно обґрунтована шкала номінальних напруг електричних мереж складає 110-330-750 кВ.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть шкалу номінальних напруг устаткування електричних систем.
2. Поясніть збільшення на 5% номінальних напруг генераторів.
3. Поясніть збільшення на 5% номінальних напруг первинних обмоток трансформаторів напругою до 20 кВ.
4. Поясніть збільшення на 10% номінальних напруг вторинних обмоток трансформаторів. Які виключення є з цього положення?
5. Наведіть області використання номінальних напруг електричних мереж.
6. Наведіть економічно обґрунтовану шкалу номінальних напруг ОЕС України. Поясніть скорочення шкали номінальних напруг.

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор 19-22; [3], стор. 12-15; [4], стор. 7-10; [8], стор 13-17; [9], стор. 20-25; [14], стор 6-10; [15], стор 54-56; [16], стор. 98-102.

ЛЕКЦІЯ 2

1.4. ПРИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Головне призначення електричних мереж полягає в передаванні та розподілі електричної енергії від джерел живлення до споживачів.

Разом з цим електричні мережі призначені для передавання електричної енергії на віддалені відстані від центрів генерації в райони енергоспоживання.

Також електричні мережі призначені для об'єднання на паралельну роботу різних електричних станцій та споживачів електричної енергії в єдиній електроенергетичній системі.

Об'єднання електричних систем на паралельну роботу призводить до підвищення надійності та економічності електропостачання, поліпшення якості електричної енергії. Загалом основні переваги об'єднання електричних систем на паралельну роботу полягає в наступному.

1. Підвищення надійності електропостачання за рахунок резервування шляхів передавання електричної енергії від джерел живлення до споживачів.

2. Зменшення сумарного максимуму навантаження електричної системи через незбіг максимумів навантажень різних споживачів. Тут особливої уваги заслуговують довготний та широтний ефекти.

2 а. *Довготний ефект* полягає у зменшенні сумарного максимуму навантаження енергооб'єднання через незбіг у часі максимумів навантажень окремих електричних систем, віддалених по довготі. Тут характерні добові перетікання електричної енергії зі сходу на захід або із заходу на схід відповідно до часу доби.

2 б. *Широтний ефект* полягає у зменшенні сумарного максимуму навантаження енергооб'єднання через незбіг тривалості максимумів навантажень окремих електричних систем, віддалених по широті. Тут характерні сезонні перетікання електричної енергії із півночі на південь із півдня на північ відповідно до пори року.

3. Зниження сумарного системного та необхідного аварійного резервів потужностей на електричних станціях за рахунок того, що резерв є загальним для всього енергооб'єднання.

4. Зниження собівартості електричної енергії за рахунок концентрації потужностей з використанням на електричних станціях одиничних агрегатів більшої потужності з найменшими витратами палива на виробництво одиниці електричної енергії.

5. Сумісна робота електричних станцій різних типів дозволяє організувати ефективне використання джерел енергії з більш дешевим паливом.

6. Взаємодопомогою пов'язаних енергосистем за несинхронних сезонних коливань навантаження або генерації потужності електричних станцій.

7. Збільшення гнучкості та маневреності електричної системи за рахунок вибору різних джерел живлення, реконфігурації робочих схем тощо.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Сформулюйте головне та допоміжні призначення електричних мереж.
2. Наведіть основні переваги об'єднання електричних систем на паралельну роботу.
3. Поясніть положення про підвищення надійності об'єднання електричних систем.
4. Поясніть положення про підвищення економічності об'єднання електричних систем.

5. Поясніть положення про підвищення якості електричної енергії внаслідок об'єднання електричних систем.
6. У чому полягає довготний ефект?
7. У чому полягає широтний ефект?

ЛІТЕРАТУРА

[7], стор 9-11; [8], стор 23-24; [11], стор 8-12; [15], стор 15-16; [16], стор 13-17.

1.5. ВИМОГИ ДО ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Конструктивне виконання електричних мереж має забезпечувати:

- 1) надійність та безперебійність електропостачання споживачів електричної енергії;
- 2) нормовану якість електроенергії;
- 3) зручність на безпеку експлуатації обладнання електричних мереж;
- 4) економічність електроенергетичних систем;
- 5) можливість подальшого розвитку без необхідності корінного перевлаштування мережі.

Вимоги надійності електропостачання визначаються характером споживачів електроенергії. Відповідно до чинних нормативних документів споживачів електроенергії поділяють на три категорії.

До *першої категорії* відносять споживачів, переривання електропостачання яких пов'язане із загрозою життя людей, суттєвими економічними збитками, пошкодженням обладнання, масовим браком продукції, розладом складного технологічного процесу, порушенням особливо важливих елементів міського господарства.

Із складу електроприймачів першої категорії виділяють *особливу групу* електроприймачів, безперебійна робота яких необхідна для безаварійного останову виробництва з метою запобігання загрозі життя людей, вибухів, пожеж і пошкодження дорогого основного устаткування.

Для надійного електропостачання споживачів першої категорії необхідно забезпечити їх живлення не менш, ніж від двох незалежних джерел. Відповідно до чинних норм переривання електропостачання споживачів першої категорії допустимо лише на час спрацювання автоматичного вмикання резервного живлення.

Для електропостачання особливої групи електроприймачів першої категорії слід передбачити додаткове живлення від третього незалежного джерела живлення.

До *другої категорії* відносять споживачів, перерва в електропостачанні яких пов'язана з масовою недовідпусткою продукції, простоюванням робітників, механізмів, транспорту, порушенням нормальної діяльності значної кількості міських мешканців.

Електропостачання споживачів другої категорії рекомендовано забезпечувати від двох незалежних джерел живлення. Для електроприймачів другої категорії допустимі переривання в електропостачанні на час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу.

Третя категорія містить всі інші невідповідальні навантаження.

Для споживачів третьої категорії допустимі перерви електропостачання на час, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого обладнання електричної мережі, але не більше однієї доби.

Якість електричної енергії регламентована в Україні чинним міждержавним стандартом ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электроснабжения общего назначения».

Відповідно до ГОСТ 13109-97 якість електричної енергії визначається такими показниками:

- відхилення напруги;
- коливання напруги;
- несинусоїдальність кривої напруги;
- несиметрія напруг;
- відхилення частоти;
- провал напруги;
- імпульсна напруга;
- тимчасова перенапруга.

Для визначення якості електроенергії встановлено два види норм якості: нормально допустимі та гранично допустимі.

Відхилення напруги – це зміна амплітудного (діючого) значення напруги тривалістю більше 1 хв.

Відхилення напруги характеризують показником усталеного відхилення напруги. Нормально допустимі відхилення $\pm 5\%$ від номінальної напруги та гранично допустимі відхилення $\pm 10\%$ від номінальної напруги.

Коливання напруги – це періодична (з певною частотою) або повторювана через довільні проміжки часу зміна амплітудного значення напруги тривалістю більше 1 хв.

Гранично допустимі характеристики коливання напруги визначають за спеціальними номограмами і методиками.

Несинусоїдальність напруги полягає у відхиленні форми кривої напруги від ідеальної синусоїди.

Несинусоїдальність напруги характеризують такими показниками:

- коефіцієнт викривлення синусоїдальності форми кривої напруги;
- коефіцієнтами гармонічних складових напруги.

Нормально та гранично допустимі значення коефіцієнту викривлення синусоїдальності кривої напруги складають:

- в мережах 0,4 кВ – 8,0% та 12% відповідно;
- в мережах 6-20 кВ – 5,0% та 8,0% відповідно;
- в мережах 35 кВ – 4,0% та 6,0% відповідно;
- в мережах 110-330 кВ – 2,0% та 3,0% відповідно.

Несиметрія напруг полягає у відмінності векторів фазних напруг по модулю, а також по фазі на кути, які відрізняються від $\pm 120^\circ$.

Несиметрію напруг характеризують такими показниками:

- коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю;
- коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю.

Нормально та гранично допустимі значення коефіцієнтів несиметрії напруги за зворотною та нульовою послідовностями дорівнюють 2% та 4% відповідно.

Відхилення частоти полягає у відмінності частоти змінного струму від номінального значення промислової частоти.

Нормально та гранично допустимі значення відхилення частоти дорівнюють $\pm 0,2$ Гц та $\pm 0,4$ Гц відповідно.

Провал напруги – це раптове короткочасне (до 1 хв) зниження напруги у точці електричної мережі нижче 0,9 номінальної напруги з подальшим відновленням напруги до первинного, або близького до нього значення.

Провал напруги характеризують тривалістю провалу напруги, для якого встановлено гранично допустиме значення 30 сек.

Імпульс напруги – це різка короткочасна (декілька мілісекунд) зміна напруги в точці електричної мережі з подальшим відновленням напруги до первинного, або близького до нього значення.

Імпульс напруги характеризують показником імпульсної напруги. Значення імпульсних напруг для грозових та комутаційних імпульсів визначають за спеціальними методиками.

Тимчасова перенапруга – це збільшення напруги в точці електричної мережі більше, ніж на 10% від номінальної напруги тривалістю більше 10 мс, яке виникає в системах електропостачання внаслідок комутацій або коротких замкнень.

Тимчасову перенапругу характеризують показником коефіцієнта тимчасової перенапруги, значення якого визначають за спеціальною методикою.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть основні вимоги до мереж електричних систем.

2. У чому полягає забезпечення надійності електропостачання споживачів?
3. Яких споживачів відносять до першої категорії?
4. Яких споживачів відносять до особливої групи першої категорії?
5. Яких споживачів відносять до другої категорії?
6. Яких споживачів відносять до третьої категорії?
7. Наведіть основні характеристики якості електричної енергії.
8. Перерахуйте показники якості електричної енергії.

ЛІТЕРАТУРА

[1], стор. 77-113; [2], стор. 56-60; [6], стор. 17-18; [7], стор. 13-15, 27-29; [8], стор. 17-23, 26-29; [10], стор. 295-302; [11], стор. 19-20; [15], стор. 53.

1.6. КЛАСИФІКАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Сучасні електричні системи являють собою складні технічні системи. Складність таких систем не дозволяє визначити єдиний підхід до їх класифікації. На сьогодні найчастіше використовують класифікацію електричних систем за наступними ознаками.

I. За родом електричного струму:

- 1) системи постійного струму;
- 2) системи змінного струму
 - 2а) промислової частоти (50 Гц, в деяких країнах – 60 Гц);
 - 2б) інші (наприклад, бортові електричні системи кораблів та літаків працюють на частоті 400 Гц);
- 3) системи імпульсного струму.

II. За способом організації живлення споживачів:

- 1) однофазні;
- 2) трифазні
 - 2а) трипровідні;
 - 2б) чотирипровідні;
- 3) багатофазні.

III. За номінальною напругою:

- 1) низьковольтні (до 1 кВ);
- 2) високовольтні (більше 1 кВ)
 - 2а) низької напруги (до 10 кВ);
 - 2б) середньої напруги (35 кВ);
 - 2в) високої напруги (110-220 кВ);
 - 2г) надвисокої напруги (330 кВ та вище).

IV. За режимом роботи нейтралі:

- 1) мережі із глухо заземленою нейтраллю;

- 2) мережі із компенсованою нейтраллю;
- 3) мережі із ізольованою нейтраллю.

V. За призначенням:

- 1) місцеві електричні мережі (міські, промислових підприємств, сільські) обслуговують невеликі райони з відносно малою щільністю навантаження радіусом дії до 15-20 км з номінальною напругою до 35 кВ, інколи – до 110 кВ;
- 2) районні електричні мережі забезпечують живлення споживачів великих районів. Такі мережі працюють з номінальною напругою 110-220 кВ, інколи 330 кВ;
- 3) системоутворюючі електричні мережі для об'єднання районних електричних мереж на паралельну роботу в енергооб'єднання. Такі мережі містять лінії електропередачі з номінальною напругою 330 кВ та вище.

VI. За характером споживачів:

- 1) електричні мережі промислових підприємств;
- 2) міські електричні мережі;
- 3) сільські електричні мережі.

VII. За конфігурацією:

- 1) розімкнені
 - 1а) магістральні;
 - 1б) радіальні;
- 2) замкнені.

VIII. За режимом роботи:

- 1) автономні;
- 2) об'єднанні.

IX. За конструктивним виконанням:

- 1) електричні мережі повітряних ліній електропередач;
- 2) електричні мережі кабельних ліній електропередач;
- 3) мережі внутрішніх електричних проводок.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть основні підходи до класифікації електричних мереж та систем.
2. Охарактеризуйте підходи до класифікації електричних мереж та систем.

ЛІТЕРАТУРА

- [5], стор 15-20; [6], стор 18-21; [7], стор 15-18; [8], стор. 23-26;
[10], стор. 11-13; [11], стор 14-17; [14], стор 10-13; [15], стор 53-65;
[16], стор 17-19; [17], стор 10-13.

ЛЕКЦІЯ 3

1.7. РЕЖИМИ РОБОТИ НЕЙТРАЛІ

Нейтралі трансформаторів та іншого устаткування трифазних електричних мереж можуть бути ізолюваними від землі, глухо заземленими або заземленими через дугозгасуючі реактори. Відповідно до способу поєднання нейтралі трансформаторів та іншого устаткування з землею розрізняють три класи електричних мереж:

- мережі з ізолюваною нейтраллю;
- мережі з глухо заземленою нейтраллю;
- мережі з компенсованою нейтраллю.

В низьковольтних електричних мережах напругою до 1000 В режим роботи нейтралі обирають виходячи з міркувань безпеки експлуатації електротехнічного устаткування. Такі мережі експлуатують з глухо заземленою або ізолюваною нейтраллю.

Серед низьковольтних електричних мереж найбільшого поширення набули чотирипровідні мережі з номінальною напругою 0,4 кВ (див. рис. 1.2). Нормативні документи регламентують експлуатацію таких мереж з глухо заземленою нейтраллю.

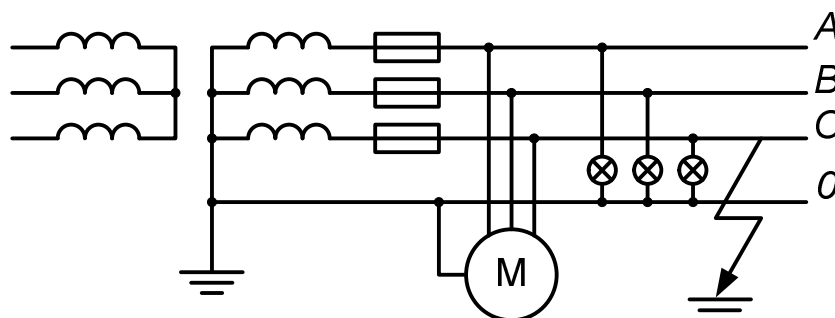


Рис. 1.2. Схема низьковольтної мережі з глухо заземленою нейтраллю

В таких мережах корпуси електроустаткування мають металевий зв'язок з заземленою нейтраллю. Це забезпечує безпеку експлуатації устаткування, оскільки у разі короткого замикання фази на корпус, потенціал корпуса, до якого може торкнутися людина, залишається близьким до нуля. Разом з цим струм пошкодженої фази різко збільшується і її вимикає запобігач. Напруги непошкоджених фаз при цьому не перевищують фазної напруги.

В електричних мережах напругою 0,6 кВ, а також в мережах 0,4 кВ з підвищеними вимогами безпеки, де неприпустимі великі струми короткого замкнення (наприклад, в мережах вугільних шахт), електроустановки експлуатують з ізолюваною нейтраллю (див. рис. 1.3).

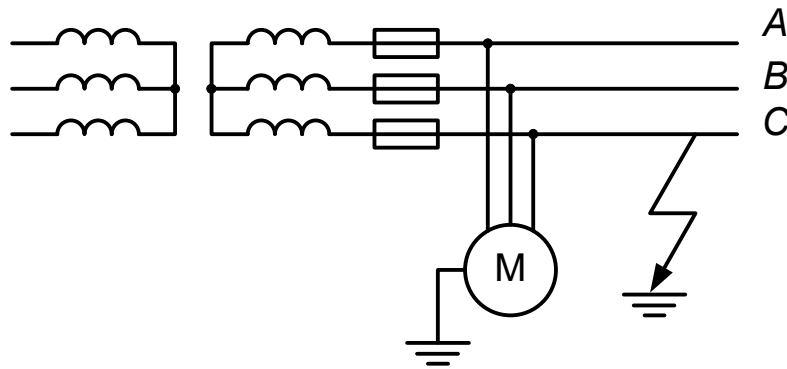


Рис. 1.3. Схема низьковольтної мережі з ізольованою нейтраллю

В таких мережах замикання на землю не викликає короткого замкнення і не є аварійним режимом, оскільки електроприймачі будуть отримувати живлення по всім трьом фазам. Разом з цим потенціал пошкодженої фази стане нульовим, а напруги непошкоджених фаз збільшаться до лінійних значень, як показано на діаграмі рис. 1.4.

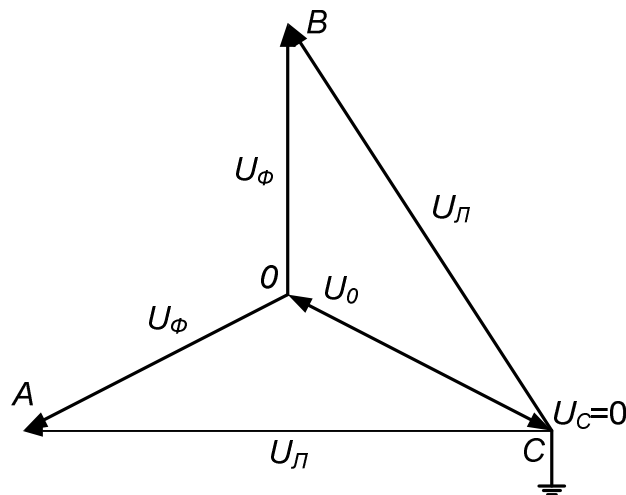


Рис. 1.4. Векторна діаграма напруг мережі з ізольованою нейтраллю в нормальному режимі та в режимі замикання на землю

Оскільки підвищення напруги непошкоджених фаз утворює небезпеку для персоналу, то на всіх установках, які експлуатуються з ізольованою нейтраллю, необхідно забезпечити контроль ізоляції та інші заходи, направлені на швидке визначення та ліквідацію замикань на землю.

У високовольтних електричних системах з номінальною напругою більше 1 кВ режим роботи нейтралі обирають виходячи з міркувань забезпечення безперебійності електропостачання, надійності роботи та економічності електроустановок. Цього можна досягти шляхом обмеження струмів замикання на землю, або обмеження часу протікання таких струмів.

Слід зазначити, що у високовольтних електричних мережах слід враховувати ємнісні зарядні струми ліній електропередавання, які протікають разом із струмами навантажень.

Електричні мережі напругою до 35 кВ характеризуються відносно невеликими струмами замикання на землю (до 500 А). Тому в таких мережах більш доцільним є обмеження струмів замикання на землю. Це дозволяє спростити конструкції електроустановок та забезпечити їх економічність. Тому електричні мережі напругою до 35 кВ експлуатуються в режимах з ізольованою або компенсованою нейтраллю.

Розглянемо роботу електричної мережі з ізольованою нейтраллю в режимі замикання на землю (див. рис. 1.5). Як зазначалося раніше, режим замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю не є аварійним, оскільки споживачі продовжують отримувати живлення в повнофазному режимі. Це свідчить про забезпечення безперебійності електропостачання споживачів.

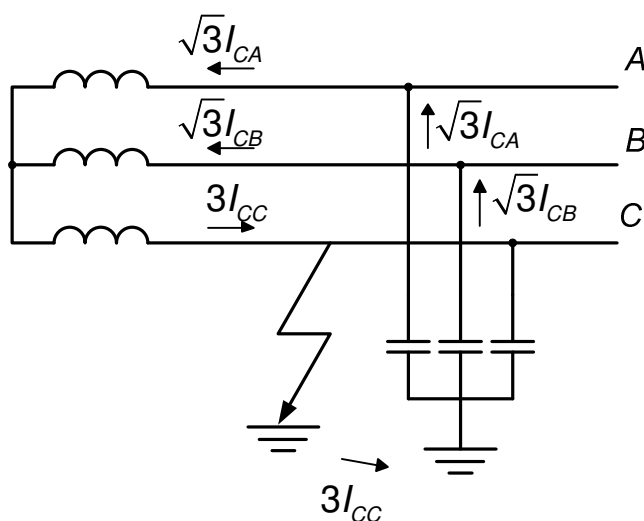


Рис. 1.5. Схема мережі з ізольованою нейтраллю в режимі замикання на землю

Векторна діаграма напруг та ємнісних зарядних струмів в мережі з ізольованою нейтраллю представлена на рис. 1.6. Відповідно до рис. 1.6 потенціал пошкодженої фази в режимі замикання на землю дорівнює нулю, а напругу непошкоджених фаз збільшуються до своїх лінійних значень. Це призводить до збільшення у $\sqrt{3}$ разів ємнісних зарядних струмів непошкоджених фаз. У пошкодженій фазі протікає ємнісний струм, який дорівнює геометричній сумі зарядних струмів непошкоджених фаз, тобто потроєному значенню зарядного струму в нормальному режимі (див. рис. 1.5).

Перерозподіл зарядних струмів в режимі замикання на землю представлено на рис. 1.5 стрілками.

Ємнісні зарядні струми в мережах з номінальною напругою до 35 кВ незначні і їх збільшення та перерозподіл в режимі замикання на землю не призводить до суттєвої зміни фазних струмів в електричній мережі. Це свідчить про забезпечення економічності роботи електричної системи з ізольованою нейтраллю.

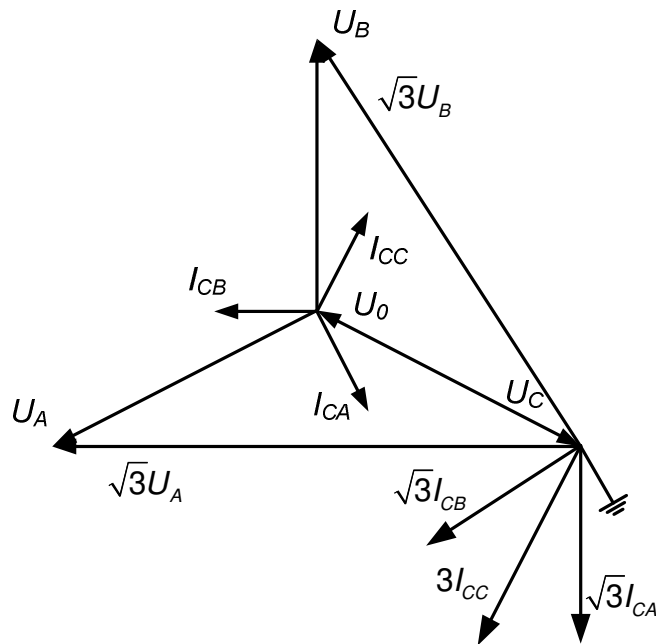


Рис. 1.6. Векторна діаграма напруг та ємнісних зарядних струмів в мережі з ізольованою нейтраллю в нормальному режимі та в режимі замикання на землю

В мережах з невеликими струмами замикання на землю доцільна компенсація ємнісних зарядних струмів ліній електропередавання в режимах замикання на землю. Для цього загальну нейтраль трансформаторів заземлюють через дугогасячий реактор, як показано на рис. 1.7. Такий режим називають режимом з компенсованою нейтраллю.

В нормальному робочому режимі електричної системи ємнісний струм в загальній нейтралі трансформатора є геометричною сумою зарядних струмів трьох фаз і для симетричного режиму дорівнює нулю.

Режим замикання на землю для таких схем є аварійним режимом короткого замкнення. Тут внаслідок короткого замкнення до реактора в загальній нейтралі трансформатора прикладається фазна напруга пошкодженої фази. Це призводить до виникнення індуктивного струму від місця короткого замкнення, як показано на рис. 1.7. Разом з цим напруги непошкоджених фаз збільшуються до своїх лінійних значень. Це призводить до збільшення у $\sqrt{3}$ разів зарядних струмів непошкоджених фаз. Ємнісний струм пошкодженої фази дорівнює геометричній сумі зарядних струмів непошкоджених фаз, тобто потроєному значенню зарядного струму в доаварійному режимі.

Таким чином, струм дуги в місці короткого замкнення має дві складові – потроєний зарядний струм лінії та індуктивний струм дугогасячої котушки. Такі струми знаходяться в протифазі та взаємно компенсують один одного. Це призводить до обмеження струмів короткого замкнення в мережах з компенсованою нейтраллю та до підвищення економічності устаткування через спрощення їх конструкцій.

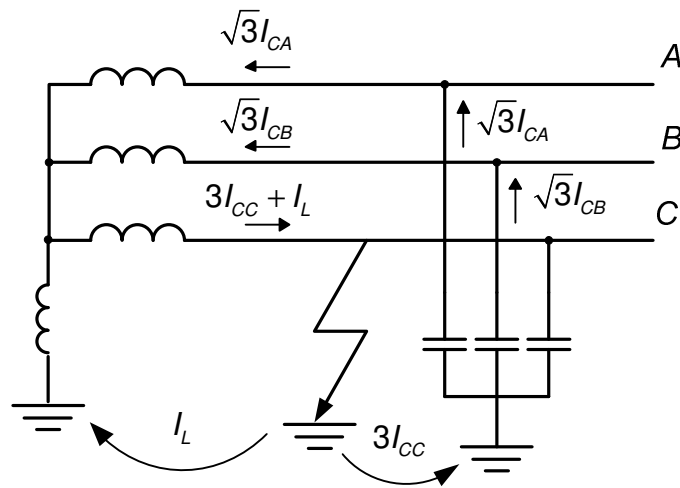


Рис. 1.7. Схема мережі з компенсованою нейтраллю в режимі замикання на землю

Електричні системи з номінальною напругою 110 кВ та вище характеризуються великими струмами замикання на землю (більше 500 А). В таких мережах компенсація зарядних ємнісних струмів неефективна і такі мережі експлуатують в режимі з глухо заземленою нейтраллю, як показано на рис. 1.8.

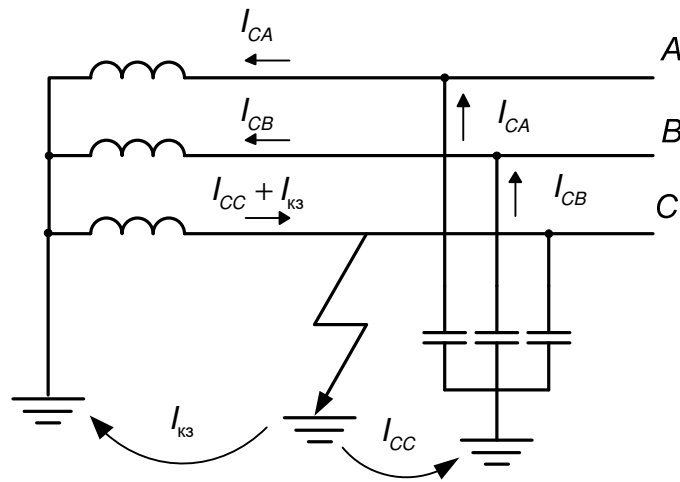


Рис. 1.8. Схема мережі з глухо заземленою нейтраллю в режимі замикання на землю

В нормальному робочому режимі електричної системи ємнісний струм в загальній нейтралі трансформатора є геометричною сумою зарядних струмів трьох фаз і для симетричного режиму дорівнює нулю.

Режим замикання на землю для таких схем є аварійним режимом короткого замкнення. Тут напруги непошкоджених фаз не змінюються. Так саме не змінюються ємнісні зарядні струми непошкоджених фаз. Ємнісний струм пошкодженої фази є геометричною сумою зарядних

струмів непошкоджених фаз і дорівнює ємнісному струму пошкодженої фази в доаварійному режимі, але має протилежний напрямок.

Таким чином, струм дуги в місці короткого замкнення має дві складові – струм короткого замкнення, який замикається через заземлену нейтраль трансформатора та зарядний струм лінії.

В мережах з великими струмами короткого замкнення ємнісна складова дуги набагато менша складової короткого замкнення. Тому компенсація ємнісного струму дуги короткого замкнення є неефективною. Економічність устаткування електричних серед вищих класів номінальної напруги досягається застосуванням швидкодіючих засобів релейного захисту, що призводить до обмеження часу протікання струмів короткого замкнення. Для обмеження самих струмів короткого замкнення в мережах з номінальною напругою 110 кВ та вище обмежують кількість трансформаторів з глухо заземленою нейтраллю.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Що визначає режим роботи нейтралі у низьковольтних електричних мережах?*
2. *Що визначає режим роботи нейтралі у високовольтних електричних мережах?*
3. *Які режими нейтралі використовують в мережах до 1 кВ?*
4. *Які режими нейтралі використовують в мережах до 35 кВ?*
5. *Які режими нейтралі використовують в мережах 110 кВ та вище?*
6. *Назвіть переваги та недоліки мереж з глухо заземленою нейтраллю.*
7. *Назвіть переваги та недоліки мереж з ізольованою нейтраллю.*

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 46-51; [3], стор. 15-21; [6], стор. 54-58

ЛЕКЦІЯ 4

1.8. ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ

Джерелами електричної енергії в електроенергетичних системах є електричні станції, призначені для перетворення механічної, теплової, ядерної та інших видів енергії в електричну. Первинними джерелами енергії на електричних станціях є енергія органічного палива, ядерна енергія, енергія руху води у річках, морях та океанах, енергія вітру, сонця, тепла енергія землі тощо.

Енергоресурси, які використовують на електричних станціях поділяють на відновлювальні та не відновлювальні. До не відновлювальних енергоресурсів відносять енергію органічного палива (газ, мазут, вугілля),

а також ядерне паливо. До відновлювальних енергоносіїв відносять механічну енергію потоків річок, морських хвиль та приливів, теплову енергію внутрішніх шарів Землі, енергію сонячного випромінювання, енергію вітру тощо.

На електричних станціях енергію ресурсів або безпосередньо перетворюють на електричну енергію, або спочатку перетворюють в теплову енергію перегрітого пару, а потім – в електричну енергію. Відповідно до типу енергоносія та способу його перетворення на електричну енергію електричні станції поділяють на теплові, атомні, гідравлічні, вітрові, сонячні та інші.

На *теплових електричних станціях* (ТЕС) теплову та електричну енергію виробляють шляхом спалення органічних видів палива. Відповідно до типу первинних двигунів теплові електричні станції поділяють на паротурбінні, газотурбінні, парогазові та дизельні електричні станції.

На *паротурбінних станціях* енергію спалювання органічного палива перетворюють у теплову енергію перегрітого пару, яку у парогенераторів перетворюють на електричну енергію. Такі станції, у свою чергу, поділяють на *конденсаційні* (КЕС) та *теплофікаційні* (ТЕЦ) електричні станції. На рис. 1.9 наведено узагальнену схему теплової конденсаційної станції.

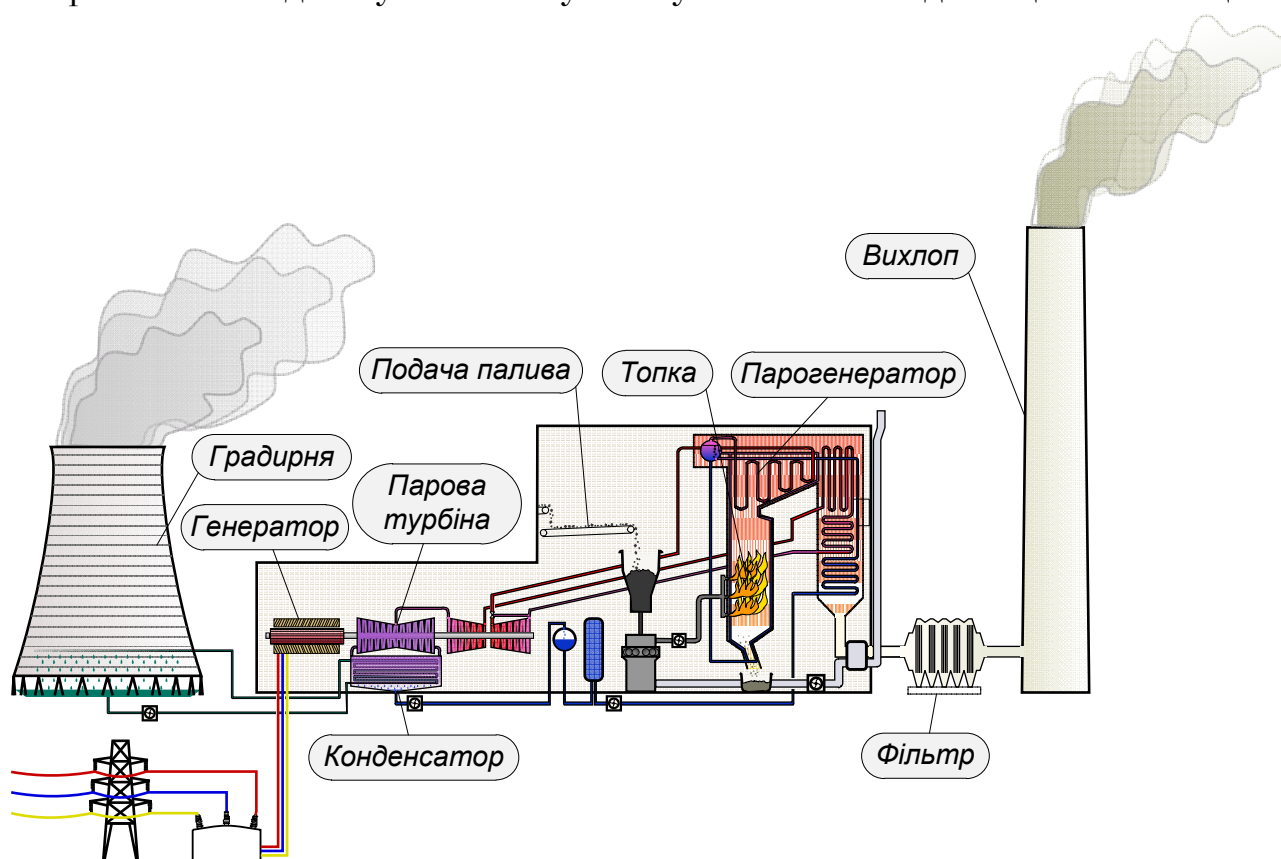


Рис. 1.9. Схема теплової конденсаційної станції

Особливість теплофікаційних електричних станцій полягає у тому, що вони, окрім електричної енергії, виробляють теплову енергію у вигляді гарячої води та пару для забезпечення потреб промислових підприємств та комунально-побутового сектору. На рис. 1.10 наведено принципову схему роботи ТЕЦ опалювального типу.

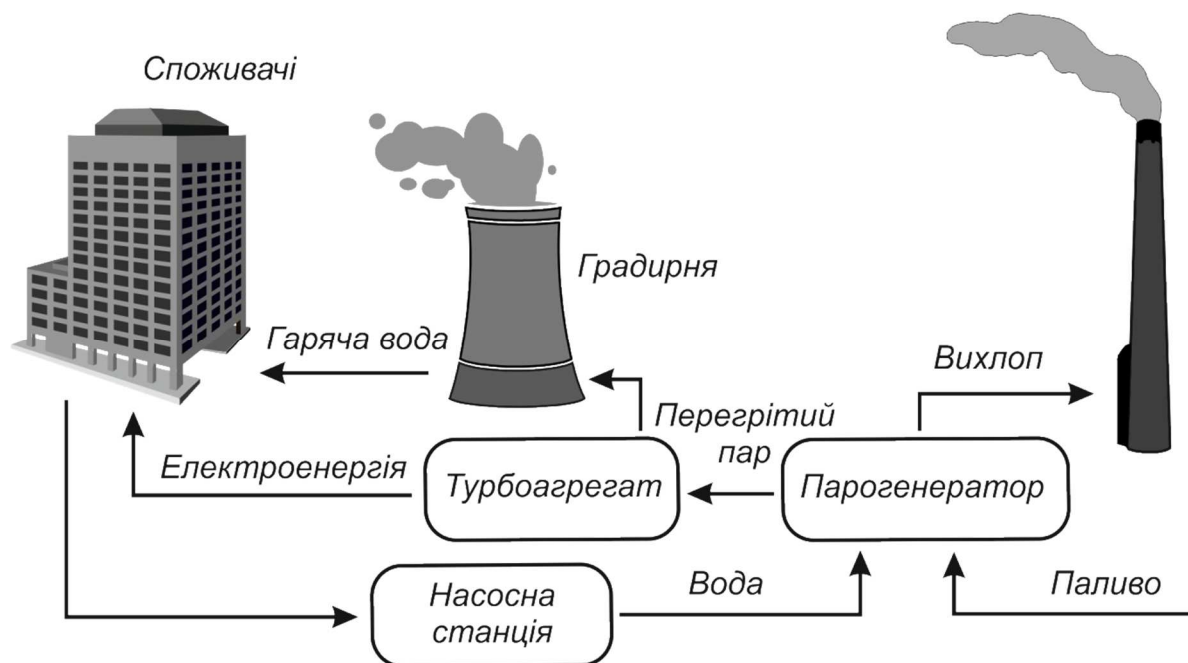


Рис. 1.10. Принципова схема роботи ТЕЦ опалювального типу

Для забезпечення економічності конденсаційних та теплофікаційних електричних станцій та зниження собівартості електричної енергії такі електростанції виконують з агрегатами великої потужності. Так, потужності конденсаційних електростанцій складають 1000 МВт та більше.

Додаткове використання теплової енергії теплофікаційних електричних станцій дозволяє підвищити їх к. к. д. до 60-65% проти 40% у конденсаційних електростанцій. Слід також зважати на те, що ТЕЦ зазвичай працюють за вимушеним графіком, який визначається вимогами теплових споживачів.

До класу паротурбінних теплових станцій можна віднести також *атомні електричні станції* (АЕС). Енергоносіями на таких станціях є радіоактивні ізотопи, розщеплення ядер яких супроводжується виділенням великої кількості тепла. Далі ця енергія перетворюється в теплову енергію перегрітого пару і, наприкінці – в електричну енергію. Для забезпечення високої радіаційної надійності на АЕС використовують багатоконтурне (дво-, інколи – три контурне) перетворення енергії перегрітого пару. На рис. 1.11 наведено принципову схему роботи атомної електростанції із двоконтурним реактором.

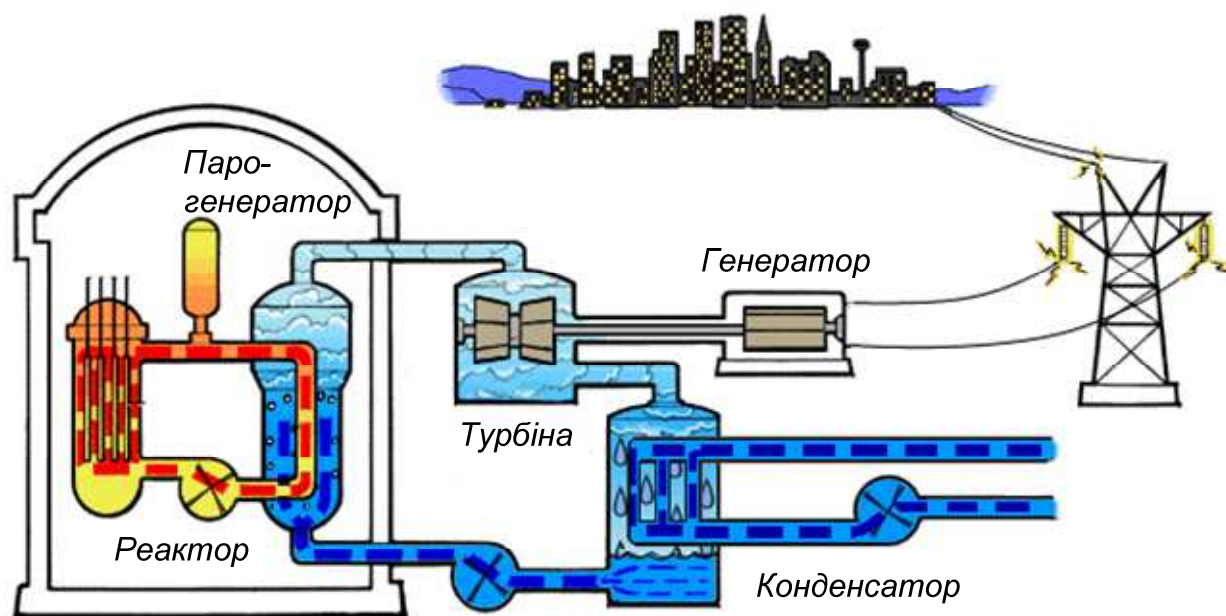


Рис. 1.11. Принципова схема роботи АЕС

Газотурбінною (ГТС) називають електричну станцію, в якій органічне паливо (газ) спалюють безпосередньо в турбіні генератора. Така технологія виключає необхідність проміжного перетворення енергії палива в теплову енергію пару. ГТС характеризуються високою маневреністю та відносно малою потужністю агрегатів. Разом з тим ГТС характеризуються відносно високим розходом палива та шумовим забрудненням середовища.

Парогазові електричні станції (ПГС) суміщають у своїй конструкції технології паротурбінних та газотурбінних агрегатів, що дозволяє суттєво підвищити к. к. д. таких станцій.

Дизельні електричні станції використовують рідке паливо, яке спалюють у дизельних двигунах, які обертають ротори генераторів. Такі станції характеризуються малою потужністю, їх застосовують для живлення автономних споживачів, а також для організації резервного живлення споживачів особливо важливої категорії.

Принцип роботи *гідравлічних електричних станцій* (ГЕС) оснований на перетворенні механічної енергії руху води річок в електричну енергію. Напір води на турбінах ГЕС створюється за допомогою гребель або деривації. На рис. 1.12 наведено типову схему ГЕС.

Гідравлічні електричні станції характеризуються такими технічними особливостями:

- використанням відновлюваних природних ресурсів енергії водотоку річок;
- високим к. к. д., який перевищує 90%;
- великою маневреністю, яка обмежена лише запобіганням гідравлічного удару по лопатках гідротурбіни;

– низькою собівартістю електроенергії.

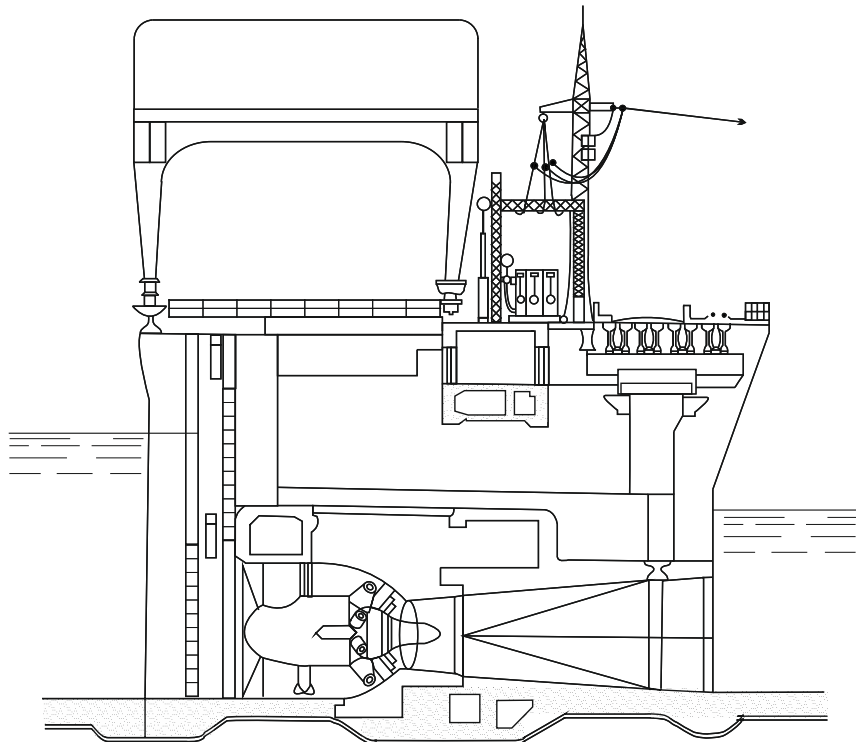


Рис. 1.12. Поперечний розріз греблі Київської ГЕС.

На *гідроакумуючих електричних станціях* (ГАЕС) встановлюють двонаправлені силові агрегати. Умовна схема ГАЕС наведена на рис. 1.13. Така станція може працювати у двох режимах – генераторному та насосному. В режимі генерації енергія потоку води з верхнього басейну у нижній перетворюється в електричну енергію так само як і на звичайній ГЕС. В насосному режимі вода з нижнього басейну перекачується у верхній для створення запасу потенціальної енергії води.

Використання ГАЕС дозволяє ефективно регулювати режими роботи енергосистем та енергооб'єднань. В режимах малих навантажень (зазвичай, у нічний період) надлишкова електрична енергія споживається насосами ГАЕС та перетворюється у потенціальну енергію води верхнього басейну. Далі, у період максимальних навантажень, енергія води верхнього басейну перетворюється в електричну енергію та передається в електричну систему.

За аналогічним принципом працюють *повітряакумуючі газотурбінні електричні станції* (ПАГТУ). Такі станції в насосному режимі закачують повітря у резервуари з надлишковим тиском. В генераційному режимі стиснуте повітря додається до природного газу, який спалюють в ГТУ. Додавання стиснутого повітря дозволяє знизити витрати палива, підвищити потужність та к. к. д. такої станції.

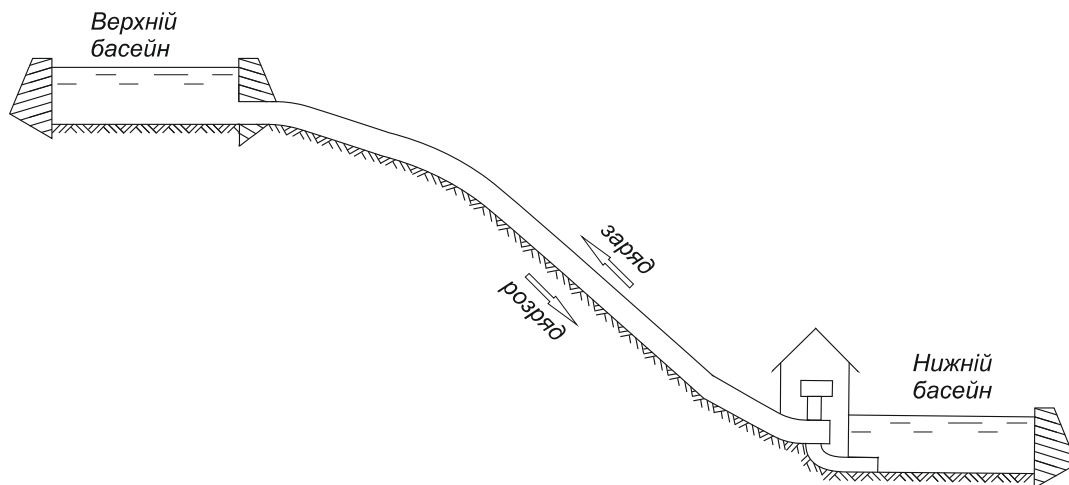


Рис. 1.13. Типова схема ГАЕС.

Теплові, атомні та гідравлічні електричні станції відносять до класу *традиційних*. На сьогодні більша частка електричної енергії вироблюється на традиційних електричних станціях. Інші способи виробництва електроенергії відносять до *нетрадиційних*, або *альтернативних*. Основними серед них є вітрові, сонячні, геотермальні, приливні, хвильові та інші електростанції.

На *вітрових електричних станціях* (ВЕС) на електричну енергію перетворюють кінетичну енергію вітру. На рис. 1.14 показана сучасна вітрова електростанція.

Сонячні електричні станції (СЕС) перетворюють на теплову енергію сонячного випромінювання, направленою за допомогою системи дзеркал на парогенератор. Далі, у паровій торбині теплова енергія перетворюється на електричну. На рис. 1.15 показана сучасна сонячна електростанція.

Останнім часом широкого поширення набули сонячні електричні станції із безпосереднім перетворенням енергії сонячного випромінювання на електричну енергію за допомогою фотоелементів.

Геотермальні електростанції для виробництва електричної енергії використовують теплову енергію внутрішніх шарів Землі. На *приливних електростанціях* на електрику перетворюються енергія приливів морів та океанів. Для виробництва електричної енергії використовують також енергію морських хвиль на *хвильових електричних станціях*. Останнім часом широкого поширення отримали *теплові електричні станції на біопаливі*. На таких станціях спалюють біогаз, який виробляють з органічних відходів.

На рис. 1.16 наведена діаграма співвідношення встановлених потужностей електричних станцій різних типів в ОЕС України. Приблизно таке саме співвідношення характерно і для світової електроенергетики у цілому.



Рис. 1.14. Вітрова електрична станція



Рис. 1.15. Сонячна електрична станція

З діаграми на рис. 1.16 видно, що більша частка електричної енергії генерується на теплових, атомних та гідравлічних електричних станціях, які відносять до класу традиційних джерел електричної енергії. Використання традиційних електричних станцій пов'язане із рядом негативних факторів.

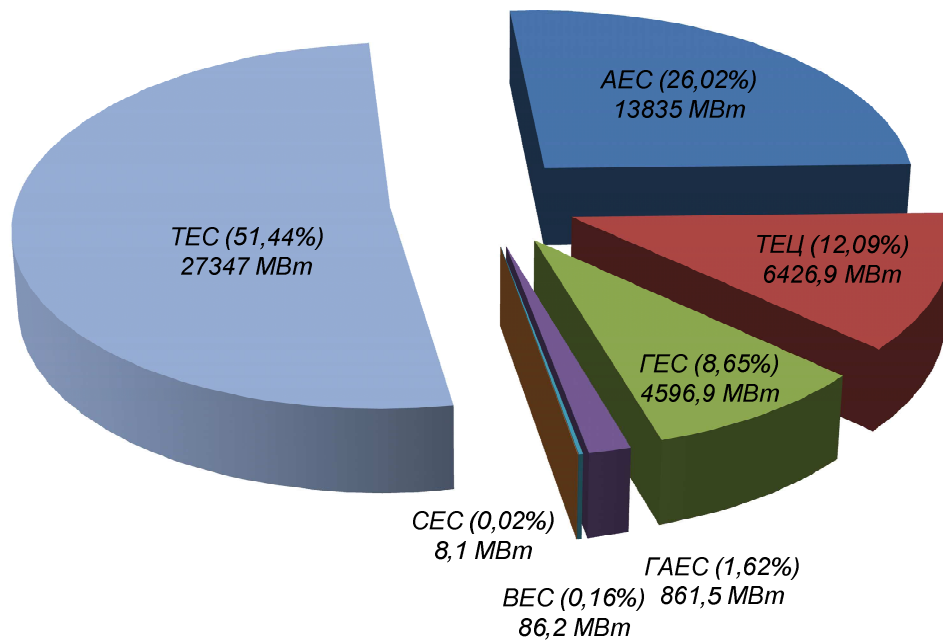


Рис. 1.16. Встановлені потужності електростанцій України.

Так, ТЕС споживають запаси органічного палива, які є обмеженими та в досяжному майбутньому будуть повністю виснажені. Спалення органічного палива на ТЕС супроводжується споживанням кисню та викидами шкідливих речовин, зокрема оксидів сірки та азоту, та теплової енергії в атмосферу (див. діаграму на рис. 1.17). Також тут потрібно вирішувати проблему з утилізації золи, шлаків та інших відходів енергетичного виробництва.

АЕС використовують ядерне паливо, запаси якого у природі більші, ніж органічного, проте все одно є обмеженими. Разом з тим атомна енергетика пов'язана із ризиками радіаційного забруднення внаслідок можливих техногенних катастроф, на кшталт аварій на Чорнобильській АЕС у 1986 р. та на АЕС Фукусіма-1 у 2011 р. Також суттєвою є проблема заховань відпрацьованого ядерного палива та інших радіоактивних відходів.

ГЕС певною мірою є екологічно чистими, оскільки не споживають природні запаси, їх робота не пов'язана із шкідливими викидами. Разом з тим, створення штучних водосховищ пов'язане зі змінами клімату в районі спорудження ГЕС та суттєвими впливами на екосистеми у великих регіонах. Крім того, незважаючи на велику надійність будівель гребель ГЕС завжди залишаються ризики щодо техногенних аварій із катастрофічними наслідками.

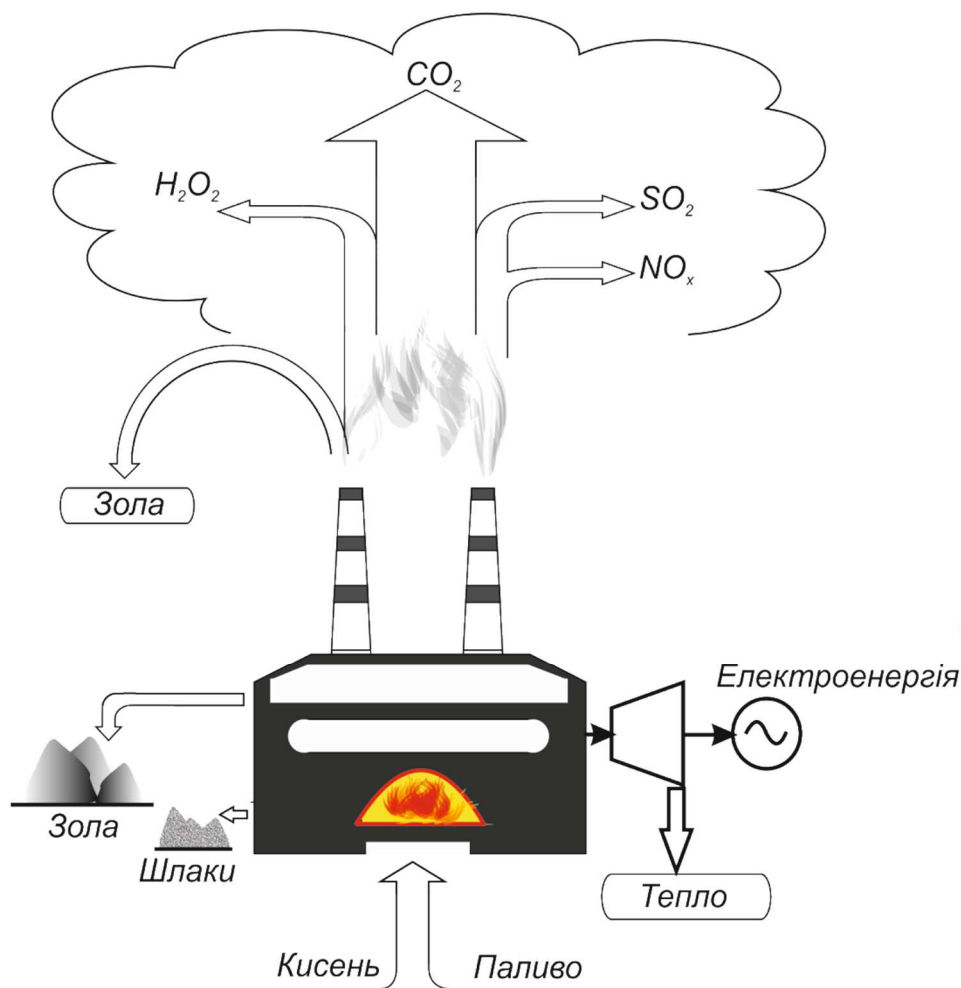


Рис. 1.17. Ілюстрація переробки речовин на ТЕС

Нетрадиційні (альтернативні) джерела електричної енергії представлені на діаграмі рис. 1.16 вітроенергетикою та сонячними електростанціями, які займають вкрай малу долю у загальній структурі електроенергетичного виробництва. На сьогодні розвиток альтернативної енергетики є пріоритетним напрямом в Україні та світі через обмеження та виснаження традиційних енергоресурсів, а також вкрай негативний вплив на оточуюче середовище теплових, атомних та гідроелектростанцій.

Разом з тим не можна говорити про абсолютну екологічну безпеку нетрадиційних електростанцій. Так, наприклад, робота вітроелектростанцій пов'язана із низькочастотним шумовим забрудненням, яке негативно впливає на здоров'я людини, вимушує птахів уникати райони спорудження ВЕС тощо.

Слід також зважати на те, що робочі потужності вітрових, сонячних та інших нетрадиційних електростанцій визначається метеорологічними умовами, зокрема швидкістю вітру, сонячною активністю, приливами морів та океанів, активністю морських хвиль тощо. Це свідчить про неможливість на сьогодні суттєвого заміщення електростанцій на традиційних енергоресурсах альтернативними. Область застосування таких електростанцій полягає у забезпеченні живлення окремих побутових споживачів

та невеликих господарств. За умови недостатності електричної енергії, за несприятливих метеорологічних умов, дефіцит покривається за рахунок зовнішньої енергосистеми. Навпаки, за сприятливої погоди, надлишки електроенергії поступають в енергосистему.

Серед перспективних способів виробництва електричної енергії слід виділити дослідження в області створення *термоядерного реактору*. Такі дослідження проводяться ще з середини минулого століття. На сьогодні активні дослідження проводяться у США, Росії, Євросоюзі та Китаю. Найбільш перспективний проект ITER (міжнародний термоядерний реактор) поєднав зусилля фахівців з Євросоюзу, США, Росії, Японії, Китаю, Індії та Кореї. В 2007 р. розпочато будівництво термоядерного реактору в провінції Прованс (Франція). Очікується, що до 2040 р. буде збудовано першу термоядерну електричну станцію.

Принцип роботи електричних станцій з термоядерними реакторами полягає у синтезі важких ізотопів водню із виділенням гелію та великої кількості теплової енергії. Важливою перевагою електричних станцій з термоядерними реакторами є їх екологічна безпека. Результатом роботи термоядерних реакторів є екологічно безпечні водень та гелій. Разом з тим основні проблеми тут пов'язані із реалізацією керованої термоядерної реакції. У разі виходу реакції з під контролю, термоядерний реактор перетворюється на термоядерну бомбу із катастрофічними наслідками.

Інші способи виробництва електроенергії, наприклад з атмосферної електрики, на сьогодні знаходяться на стадії передпроектних досліджень.

Серед перспективних способів перетворення енергії на електростанціях є застосування *магнітогідродинамічних генераторів* (МГД-генераторів). Принцип роботи МГД-генераторів оснований на створенні в генераторі магнітного поля, що обертається за допомогою високотемпературної плазми. Такі агрегати являють собою прямі перетворювачі теплової енергії в електричну без проміжного перетворення у механічну енергію роторів турбін. Це дозволяє суттєво підвищити к. к. д. таких станцій.

Активні дослідження зі створення МГД-генераторів проводилися у 70-ті роки минулого століття. Проблеми, пов'язані з великими витратами на створення та утримання плазми, визначили відсутність на сьогодні промислового використання таких технологій в електроенергетиці. Проте, зі створенням у перспективі термоядерних реакторів, технології МГД-генераторів можуть виявитися актуальними.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Наведіть приклади відновлювальних та не відновлювальних енергоресурсів.*
2. *Наведіть класифікацію електричних станцій за типами енергоресурсів.*
3. *Наведіть класифікацію теплових електричних станцій за типами первинних двигунів.*

4. Наведіть характеристики нетрадиційних (альтернативних) джерел енергії.
5. Наведіть структуру генеруючих потужностей різних типів у складі ОЕС України.
6. Охарактеризуйте негативні фактори, пов'язані з експлуатацією теплових, атомних, гідравлічних електростанцій та нетрадиційних джерел енергії.

ЛІТЕРАТУРА

[15], стор. 19-34.

ЛЕКЦІЯ 5

1.9. ХАРАКТЕРИСТИКИ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Основне призначення електричних систем полягає у забезпеченні електричною енергією відімкнених споживачів. Загалом розрізняють такі типи споживачів:

- 1) комунально-побутові;
- 2) промислові;
- 3) сільськогосподарські;
- 4) електрифікований транспорт.

До *комунально-побутових споживачів* відносять освітлення жилих та громадських приміщень, зовнішнє освітлення вулиць, побутові прилади, ліфтові господарства тощо.

До *промислових споживачів* відносять електродвигуни, освітлення, електропечі та інші перетворювачі електричної енергії, встановлені на промислових підприємствах.

До *сільськогосподарських споживачів* відносять фермерські господарства, сільськогосподарські підприємства тощо.

До *споживачів електрифікованого транспорту* відносять навантаження тягових підстанцій електрифікованих залізниць, тягових підстанцій трамваїв, тролейбусів, метро тощо.

Часто використовують інші підходи до класифікації споживачів електричних систем.

Зокрема, за *родом струму* споживачів поділяють на три групи:

- 1) споживачі змінного струму промислової частоти;
- 2) споживачі змінного струму підвищеної або зниженої частоти;
- 3) споживачі постійного струму.

Очевидно, що забезпечення живлення споживачів другої та третьої груп потребує застосування силових перетворювачів електроенергії, зокрема перетворювачів частоти та випрямлячів.

За *номінальною напругою* споживачів поділяють на дві групи:

- 1) низьковольтні з номінальною напругою до 1 кВ;
- 2) високовольтні з номінальною напругою 1 кВ та вище.

За *вимогами надійності* розрізняють три групи споживачів:

- 1) першої категорії;
- 2) другої категорії;
- 3) третьої категорії.

Очевидно, що загальні процеси споживання електричної енергії відносять до класу стохастичних. Потужність споживачів визначається ймовірнісними законами відповідно до складу електротехнічного устаткування, відімкненого до мережі у кожний момент часу. Зміну навантаження споживачів електричної системи у часі називають графіками навантаження.

Графік електричного навантаження являє собою графічне зображення залежності електроспоживання від часу. Графіки навантаження, зазвичай, будують у прямокутних координатах, де за віссю абсцис відкладають час, а за віссю ординат – потужність навантаження.

Такі графіки являють собою плавні, ламані або ступінчасті лінії. Їх будують для певних періодів часу – доби, місяця, року. На рис. 1.18 представлено типовий добовий графік навантаження комунально-побутових споживачів.

Очевидно, що форма таких графіків визначається типами електроприймачів, відімкнених до електричної мережі та характеристиками їх режимів, зокрема часом роботи. Одночасно форма графіку навантаження для певного споживача змінюється з дня на день, відповідно до дня тижня, тривалості світлової частини доби тощо.

Для аналізу процесів споживання електричної енергії корисно використовувати такі показники добових графіків навантаження (див. рис. 1.19):

- 1) *максимальна потужність* – найбільша протягом доби потужність споживачів електричної енергії. На рис. 1.19 позначена P_{\max} ;
- 2) *мінімальна потужність* – найменша протягом доби потужність споживачів електричної енергії. На рис. 1.19 позначена P_{\min} ;
- 3) *середня потужність* – фіктивна незмінна потужність з якою споживач працює протягом доби та споживає таку саму кількість енергії, що і за реальним графіком. Середню потужність визначають за виразом:

$$P_{\text{сер}} = \frac{\int_0^{24} P(t) dt}{24},$$

де $P(t)$ визначає залежність потужності навантаження від часу відповідно до графіку навантаження;

4) коефіцієнт нерівномірності навантаження

$$\alpha_{\text{доб}} = \frac{P_{\text{min}}}{P_{\text{max}}};$$

5) коефіцієнт щільності навантаження

$$\beta_{\text{доб}} = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\text{max}}}.$$

За даними добових графіків навантажень формують місячні, сезонні та річні графіки. Тут найбільшого поширення набули річні графіки максимумів навантажень та річні графіки навантажень за тривалістю, представлені на рис. 1.20 та 1.21 відповідно.

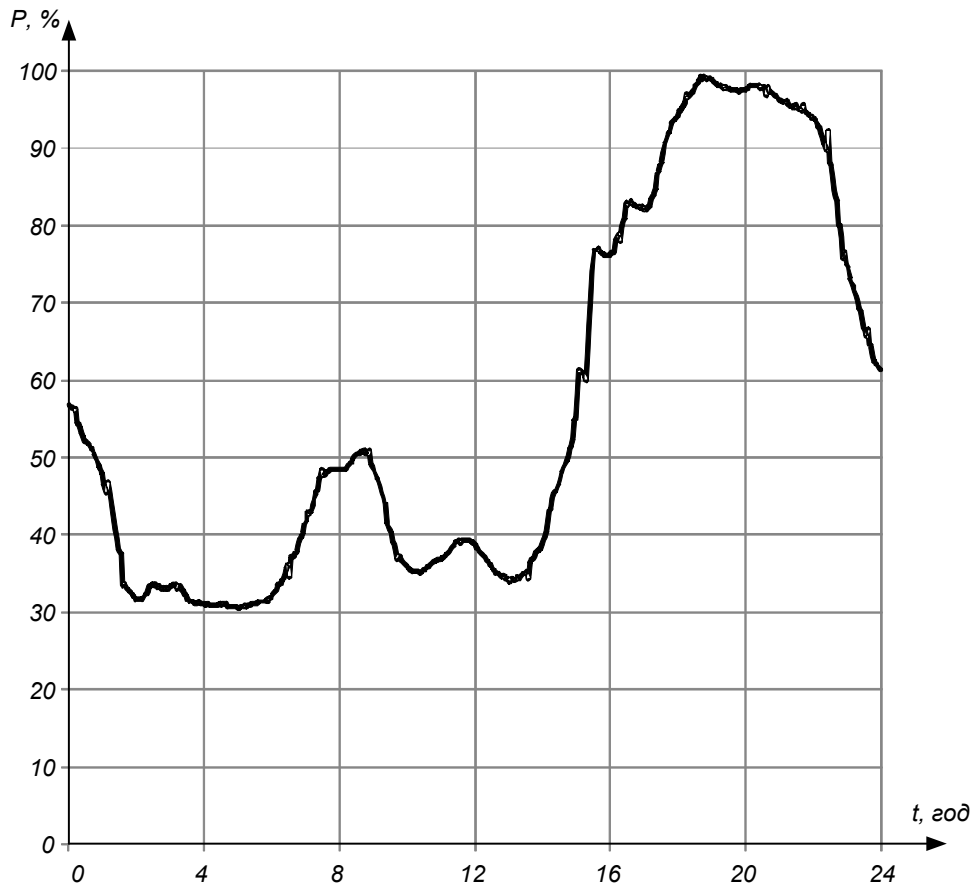


Рис. 1.18. Типовий добовий графік навантажень комунально-побутових споживачів

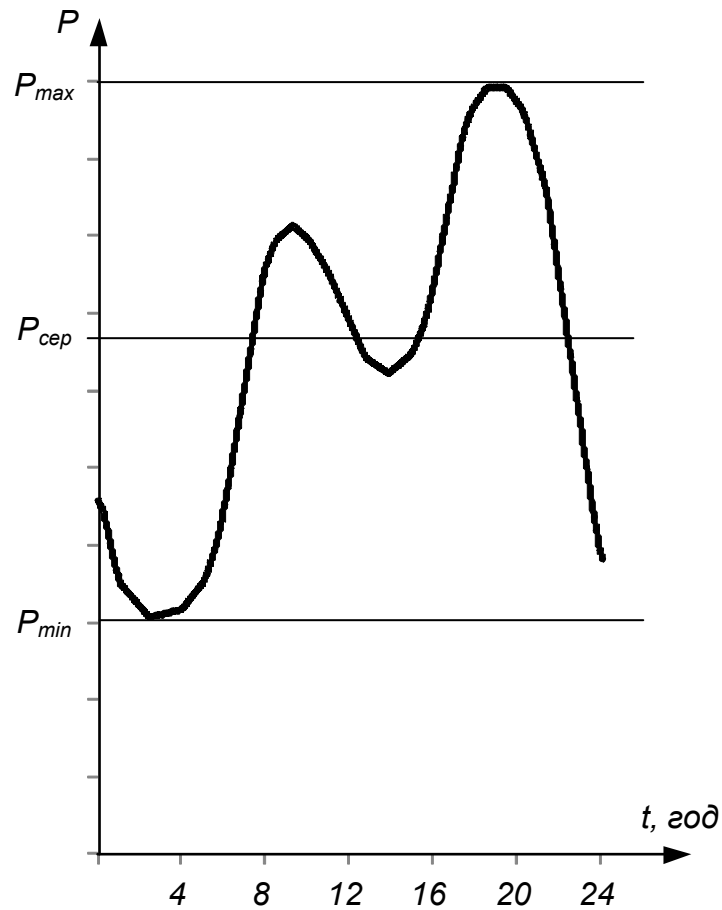


Рис. 1.19. Характеристики добових графіків навантажень

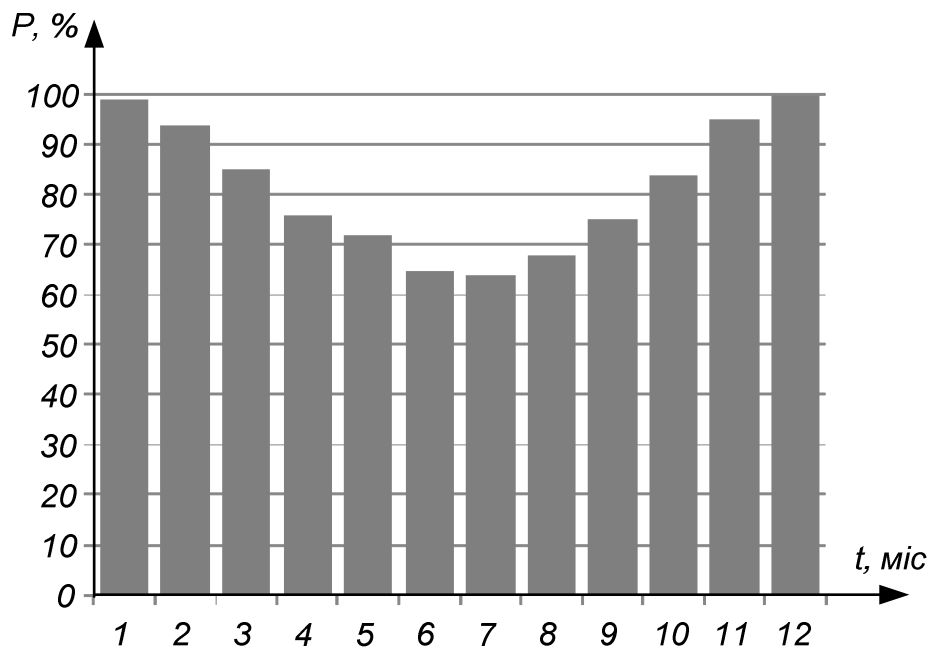


Рис. 1.20. Річний графік максимумів навантажень

На річних графіках максимумів навантажень по вісі абсцис відкладають дні або місяці року, на по вісі ординат – максимальні потужності навантажень у відповідні дні або місяці. Зазвичай для таких графіків ха-

ракетний спад навантаження в літні місяці року через зменшення витрат енергії на освітлення та опалення.

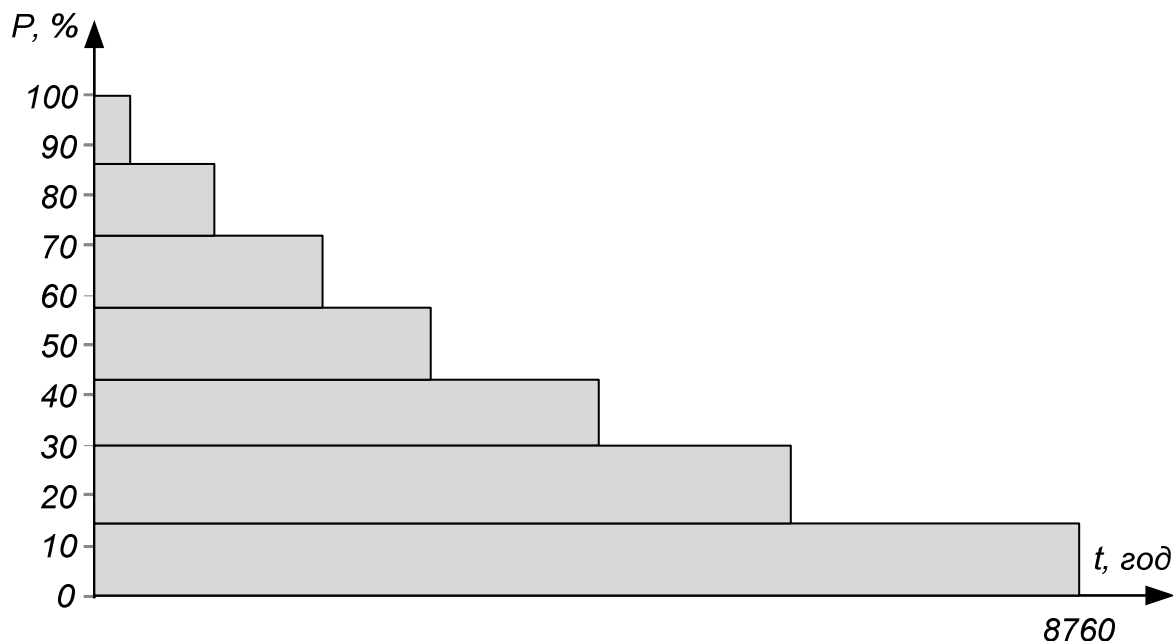


Рис. 1.21. Річний графік навантажень за тривалістю

Річні графіки навантаження за тривалістю являють собою діаграми потужностей навантажень, ранжованих за зниженням із відповідними термінами, протягом яких споживачі працюють протягом року.

Для річних графіків навантажень визначають такі самі характеристики, що й для добових графіків.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть характеристики споживачів комунально-побутового, промислового, сільськогосподарського секторів та електрифікованого транспорту.
2. Охарактеризуйте підходи до класифікації споживачів електричних систем.
3. Дайте визначення графіків навантажень.
4. Охарактеризуйте основні види графіків навантажень.
5. Наведіть основні характеристики графіків навантажень.

ЛІТЕРАТУРА

[1], стор. 9-11; [2], стор. 54-56; [15], стор. 40-50; [16], стор. 102-105; [17], стор. 146-149.

1.10. ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКОСТІ ЕНЕРГІЇ, ПЕРЕДАНОЇ ПО ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ ПРОТЯГОМ РОКУ

Оскільки графіки навантаження та графіки за тривалістю будують у координатах потужність-час, то очевидно, що площа фігури, обмежена таким графіком пропорційна кількості енергії, переданої по електричній мережі за відповідний період. Це означає, що для визначення кількості енергії, переданої через електричну мережу протягом певного періоду слід скористатися одним з наступних виразів:

$$A_{\text{рік}} = \int_0^T P(t) dt \quad (3.1)$$

для графіків у вигляді безперервної кривої, або

$$A_{\text{рік}} = \sum_0^T P(t) \Delta t \quad (3.2)$$

для ступінчастих графіків. У виразах (3.1) та (3.2) $P(t)$ визначає потужність навантаження електричної мережі у відповідний момент або період часу відповідно до графіків навантаження, або графіків навантаження за тривалістю; T – тривалість періоду, протягом якого визначають кількість переданої енергії (наприклад, для року $T = 8760$ год).

Безпосереднє використання графіків навантаження для розв'язання електротехнічних задач пов'язане із труднощами апроксимації таких графіків, тобто формування математичних залежностей потужностей навантаження від часу. Тому в практиці розв'язання електротехнічних задач зазвичай використовують узагальнені характеристики процесів виробництва та споживання електричної енергії, які дозволяють оцінити кількість переданої енергії та її втрати без застосування графіків навантаження.

Так, якщо реальний графік навантаження замінити фіктивним графіком прямокутної форми еквівалентної площі та фіксованим значенням навантаження, яке дорівнює максимальному навантаженню електричної мережі за реальним графіком, то абсциса такого графіку визначить фіктивний час максимального навантаження (див. рис. 1.22).

Час максимального навантаження це такий час, протягом якого електрична система працює з максимальним навантаженням та передає або споживає таку саму кількість енергії, що й за реальним графіком.

Таким чином, кількість енергії, переданої через електричну мережу протягом року можна визначити за виразом

$$A_{\text{рік}} = P_{\text{max}} T_{\text{max}},$$

де P_{max} – потужність максимального навантаження електричної мережі; T_{max} – час максимального навантаження.

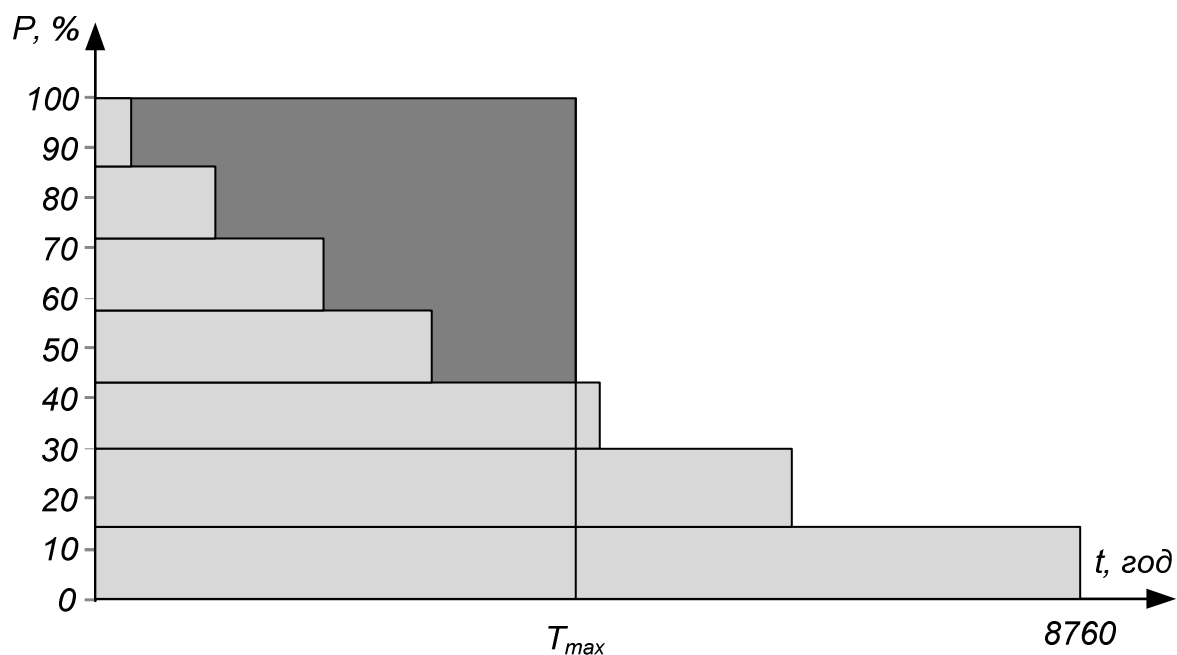


Рис. 1.22. Графічна інтерпретація часу максимального навантаження

У свою чергу час максимального навантаження визначають за виразом

$$T_{\max} = \frac{A_{\text{рік}}}{P_{\max}} = \frac{\int_0^{8760} P(t) dt}{P_{\max}} = \frac{\sum_0^{8760} P(t) \Delta t}{P_{\max}}.$$

Очевидно, що величина часу максимального навантаження відбиває щільність річного графіку навантаження:

$$T_{\max} = \beta_{\text{рік}} 8760.$$

Споживачі електричної енергії є досить різноманітними за своїми типами, характеристиками, властивостями та тривалістю споживання електричної енергії. Це означає, що кожен тип електричного навантаження характеризується відповідними значеннями часу максимального навантаження. Орієнтовні значення часу максимального навантаження для типових споживачів складають:

- освітлення – 1500-2000 год/рік;
- комунально-побутове навантаження – 2500-3000 год/рік;
- однозмінні підприємства – 1800-2500 год/рік;
- двозмінні підприємства – 3900-4500 год/рік;
- тризмінні підприємства – 5900-6200 год/рік.

Якщо навантаження електричної системи є неоднорідними та характеризуються різними значеннями часу максимального навантаження, для визначення кількості енергії, переданої через електричну мережу протя-

гом року, використовують середньозважене значення часу максимального навантаження. Останнє визначають за виразом

$$T_{\max \text{ сеп}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{\max i} T_{\max i}}{\sum_{i=1}^N P_{\max i}},$$

де $P_{\max i}$, $T_{\max i}$ – потужність та час використання максимального навантаження i -го споживача електричної системи; N – загальна кількість споживачів електричної системи.

Інший спосіб визначення кількості енергії в електричній мережі протягом року полягає у заміщенні реального графіку навантаження прямокутником, абсциса якого дорівнює 8760 (кількість годин у році), а площа прямокутника дорівнює площі фігури під реальним графіком. Ординату такого прямокутного графіку називають середнім значенням навантаження електричної системи (див. рис. 1.23).

Середнє навантаження електричної системи – це таке навантаження з яким електрична система працює протягом року та передає або споживає таку саму кількість енергії, що і за реальним графіком.

Очевидно, що тут кількість енергії, переданої через електричну мережу протягом року, визначають за виразом

$$A_{\text{рік}} = P_{\text{сеп}} 8760.$$

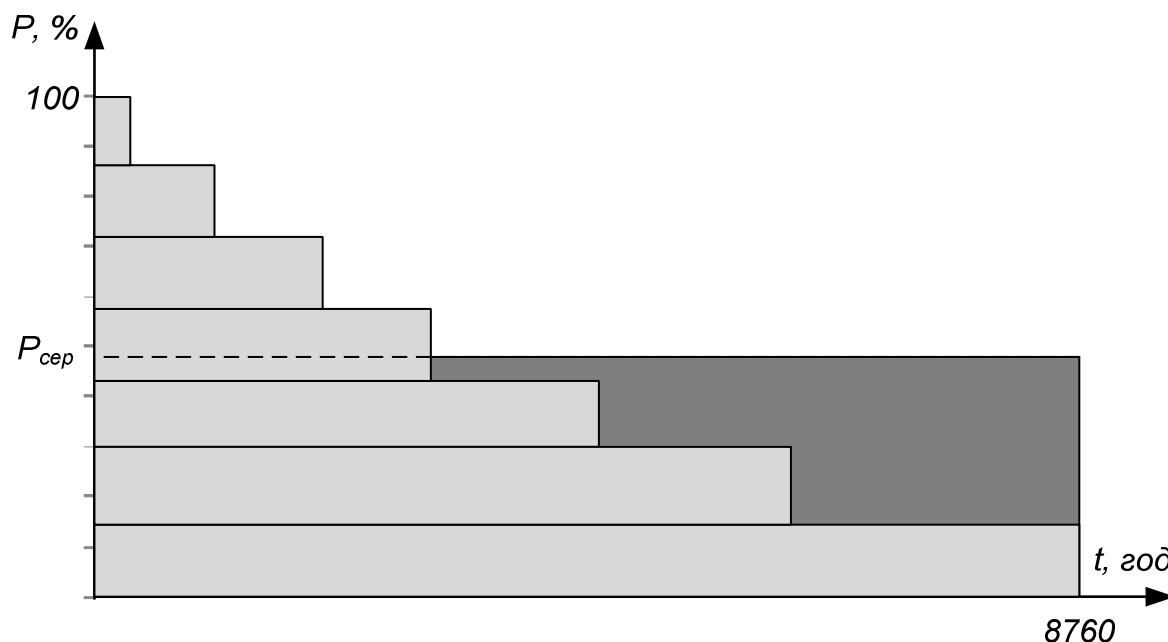


Рис. 1.23. Графічна інтерпретація середнього навантаження

У свою чергу, потужність середнього навантаження визначають за виразом

$$P_{\text{ср}} = \frac{A_{\text{рік}}}{8760} = \frac{\int_0^{8760} P(t) dt}{8760} = \frac{\sum_0^{8760} P(t) \Delta t}{8760}.$$

Зазначимо, що в практиці електротехнічних розрахунків найбільшого поширення набув перший спосіб, через потужність максимального навантаження та час максимального навантаження.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що являють собою графіки навантаження за тривалістю?
2. Наведіть вирази для визначення кількості енергії, переданої по електричній мережі протягом року, із застосуванням безперервних та ступінчастих графіків навантаження.
3. Наведіть визначення часу максимального навантаження.
4. Наведіть геометричну інтерпретацію часу максимального навантаження.
5. Наведіть вираз для визначення кількості енергії, переданої по електричній мережі протягом року, із застосуванням часу максимального навантаження.
6. Наведіть орієнтовні значення часу максимального навантаження для типових споживачів.
7. Наведіть визначення середнього навантаження.
8. Наведіть геометричну інтерпретацію середнього навантаження.
9. Наведіть вираз для визначення кількості енергії, переданої по електричній мережі протягом року, із застосуванням потужності середнього навантаження.

ЛІТЕРАТУРА

[6], стор. 46-51; [8], стор. 165-168; [10], стор. 71-73; [15], стор. 404; [16], стор. 102-108; [17], стор. 146-153.

ЛЕКЦІЯ 6

1.11. УЧАСТЬ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ РІЗНИХ ТИПІВ У ПОКРИТТІ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ

На рис. 1.24 наведено типовий добовий графік навантаження електричної системи у цілому. Такий графік характеризується двома піками – ранковим та вечірнім, а також двома спадами – нічним та денним. Мінімум навантаження спостерігається під час нічного провалу, а максимум – під час вечірнього піку.

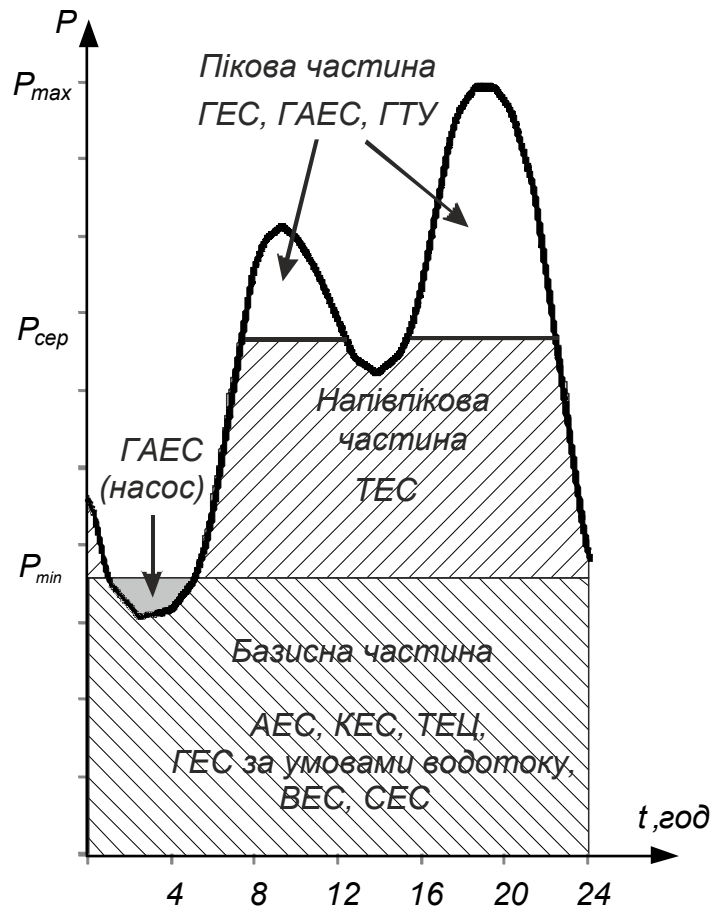


Рис. 1.24. Покриття добового графіку навантаження електростанціями різних типів

Зазвичай добові графіки навантаження поділяють на три зони – базисну, напівпікову та пікову. Базисна частина включає діапазон навантажень між нулем та мінімальним навантаженням. До напівпікової частини відносять навантаження між мінімумом та середнім навантаженням. Навантаження між середнім та піковим відносять до пікової частини графіку.

З метою мінімізації витрат палива на електростанціях енергосистеми для покриття річних частин графіку навантаження використовують електричні станції різних типів.

Так, для покриття базисної частини графіку застосовують електричні станції з мінімальними витратами палива та обмеженим діапазоном регулювання режимів. До таких станцій відносять АЕС та найбільш потужні КЕС, ТЕЦ, які працюють за вимушеним графіком навантаження теплових споживачів, частини потужностей ГЕС, обумовлені мінімальним водотоком, а також нетрадиційні джерела енергії – ВЕС та СЕС, потужності яких визначаються метеорологічними умовами.

Напівпікову частину графіку розподіляють між ТЕС відповідно до їх економічності та маневреності.

Пікову частину графіку покривають маневровими електростанціями – ГЕС та ГАЕС, ГТУ тощо.

З метою вирівнювання добових графіків навантаження під час нічних провалів штучно збільшують за рахунок увімкнення ГАЕС у насосний режим.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Назвіть та охарактеризуйте основні зони добових графіків навантаження.
2. Поясніть принципи розподілу навантаження електричної системи між електростанціями різних типів.

ЛІТЕРАТУРА

[8], стор. 34-36; [15], стор. 50-53.

1.12. ПОТУЖНІСТЬ ТРИФАЗНОЇ СИСТЕМИ ЗМІННОГО СТРУМУ

Миттєве значення потужності електричної системи змінного струму визначають як добуток миттєвих значень напруги та струму в системі:

$$p = u \cdot i = U_m \sin \omega t \cdot I_m \sin (\omega t - \varphi), \quad (3.3)$$

де U_m , I_m – амплітудні значення напруги та струму; φ – кут зсуву фаз між напругою та струмом.

У виразі (3.3) умовно представлено, що фазовий кут напруги дорівнює нулю.

Елементарні перетворення виразу (3.3) дозволяють отримати наступний результат:

$$\begin{aligned} p &= \frac{U_m I_m}{2} (\cos(\omega t - (\omega t - \varphi)) - \cos(\omega t + (\omega t - \varphi))) = \\ &= UI \cos \varphi - UI \cos(2\omega t - \varphi), \end{aligned} \quad (3.4)$$

де U , I – діючі значення напруги та струму в електричній системі.

Аналіз виразу (3.4) свідчить про те, що потужність системи змінного струму містить дві складові – постійну $UI \cos \varphi$ та пульсуючу $UI \cos(2\omega t - \varphi)$, яка змінюється з подвоєною частотою. Очевидно, що середнє значення потужності за період дорівнює постійній складовій. Саме цю величину називають потужністю системи змінного струму:

$$P = UI \cos \varphi.$$

Використання математичного апарату теорій функцій комплексного змінного для подання параметрів електричних систем змінного струму дозволяє визначити потужність електричної системи одним з двох рівноправних способів:

$$P = \operatorname{Re}(\dot{U} \cdot \hat{I}), \quad (3.5)$$

або

$$P = \operatorname{Re}(\hat{U} \cdot \dot{I}), \quad (3.6)$$

де \dot{U} , \dot{I} – комплексні значення векторів напруги та струму; \hat{U} , \hat{I} – спряжені комплексні значення відповідних величин.

Таку потужність називають активною потужністю системи змінного струму.

Різниця у використанні виразів (3.5) або (3.6) для визначення активної потужності системи змінного струму полягає у знаку реактивної потужності, яка є уявною складовою відповідних добутків. Традиційно київська школа електротехніки використовує вираз (3.6) для визначення активної потужності електричної системи.

Відповідно повну потужність системи слід визначати за виразом

$$\dot{S} = \hat{U} \cdot \dot{I}. \quad (3.7)$$

Зручність використання виразу (3.7) полягає у співпадінні знаків реактивної потужності та уявної складової відповідного струму в електричній системі.

Відповідно до виразу (3.7) споживання індуктивними елементами реактивної потужності відбивається від'ємним знаком при уявній складовій повної потужності. Навпаки, генерації реактивної потужності ємнісними елементами розрахункової схеми відповідає додатний знак уявної складової повної потужності.

Повна потужність трифазної системи змінного струму дорівнює сумі повних потужностей окремих фаз, тобто

$$\dot{S} = 3\hat{U}_{\phi} \dot{I} = \sqrt{3}\hat{U} \dot{I}.$$

Із дослідженням електричних мереж та систем тісно пов'язане поняття реактивної потужності. Зазначимо, що на сьогодні немає єдиного, загально визнаного визначення цього поняття. Більшість спеціалістів вважають, що реактивна потужність пов'язана із коливаннями енергії електромагнітного поля в електричному колі та придатна лише для синусоїдальних систем змінного струму. Значення реактивної потужності визначають за виразом

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2},$$

тобто як уявну складову виразу (3.7).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Поясніть різницю між потужністю системи змінного струму та її миттєвим значенням.

2. Поясніть різницю між потужністю системи змінного струму та її активною потужністю.
3. Поясніть особливості визначення повної потужності системи змінного струму відповідно до київської школи електротехніки.

ЛІТЕРАТУРА

[8], стор. 10-13; [6], стор. 10-14; [10], стор. 79-87, 248-261.

1.13. ВИКОРИСТАННЯ СИСТЕМИ СИМЕТРИЧНИХ СКЛАДОВИХ ДЛЯ МОДЕЛЮВАННЯ ТРИФАЗНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

Сучасні електричні системи – це трифазні системи змінного струму. Відповідно до норм якості електричної енергії трифазна система напруг електричної мережі має бути симетричною. Це означає, що характеристики (опори, провідності) різних фаз мають бути однаковими, а режимні параметри (напруги, струми) мають відрізнятися лише по фазі на кут $\pm 120^\circ$.

Очевидно, що використання фазної системи координат для моделювання електричних систем пов'язане із громіздкими однотипними обчисленнями. До того ж тут необхідно враховувати взаємний вплив режимних параметрів різних фаз внаслідок, наприклад, взаємоіндукції.

За цих умов більш доцільним є перетворення фазної системи координат в систему координат симетричних складових, де режим електричної системи подається як результат суперпозиції трьох режимів прямої, зворотної та нульової послідовностей. Характерною особливістю системи координат симетричних складових є взаємна незалежність їх режимних параметрів. До того ж для симетричних режимів електричних систем актуальною буде лише однолінійна розрахункова схема прямої послідовності. Тут режимні параметри прямої послідовності співпадають з параметрами фази А вихідної трифазної системи. Для отримання режимних параметрів інших фаз необхідно у відповідних характеристиках змінити фазовий кут на $\pm 120^\circ$.

Таким чином, громіздку трифазну схему електричної системи перетворюють в однолінійну схему прямої послідовності, як представлено на рис. 1.25, де $Z_{\text{лф}}$, $Z_{\text{нф}}$ – фазні опори лінії електропередачі та навантаження; $Z_{\text{л1}}$, $Z_{\text{н1}}$ – опори прямої послідовності лінії електропередачі та навантаження відповідно.

За необхідності дослідження несиметричних режимів електричної системи необхідно додатково скласти та проаналізувати однолінійні схеми зворотної та нульової послідовностей.

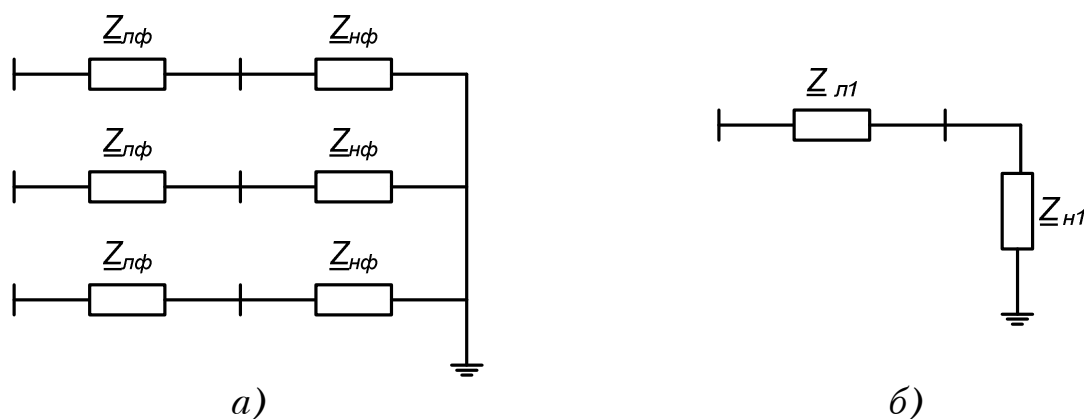


Рис. 1.25. Розрахункові схеми симетричної електричної системи:
а) у фазних координатах; б) прямої послідовності.

Оскільки нормовані номінальні напруги електричних мереж являють собою лінійні значення напруг, то під час використання однолінійних розрахункових схем, режим напруги в пунктах мережі зручніше подавати саме лінійними значеннями. Водночас фізичний сенс мають лише фазні значення струмів на ділянках електричної мережі. Тому в однолінійних розрахункових схемах струми ділянок зазвичай подають своїми фазними значеннями. Проте, з метою спрощення математичних моделей електричних систем, інколи використовують фіктивні значення лінійних струмів ділянок, що дозволяє видалити множник $\sqrt{3}$ з рівнянь математичних моделей електричних систем.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. У чому полягає складність використання фазної системи координат для моделювання електричних систем?
2. У чому полягає ідея використання системи симетричних складових для моделювання електричних систем?
3. Поясніть, чому розрахункові схеми прямої послідовності передбачають використання лінійних напруг та фазних струмів в електричній системі?

РОЗДІЛ 2. ЕЛЕМЕНТИ ТЕОРІЇ ПЕРЕДАВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ПО ЛІНІЯМ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

ЛЕКЦІЯ 7

2.1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Лінії електропередачі призначені для передавання електричної енергії на віддалену відстань по струмоведучим проводам.

За конструктивним виконанням розрізняють повітряні, кабельні лінії електропередачі, струмопроводи та електропроводки. Останнім часом для побудови розподільчих електричних мереж широкого застосування набули самонесучі ізолювані проводи, які являють собою гібрид між повітряними та кабельними лініями електропередач.

Конструкція ліній електропередач має відповідати таким вимогам:

- 1) забезпечувати необхідну пропускну здатність лінії;
- 2) забезпечувати необхідну ізоляцію струмоведучих елементів лінії;
- 3) забезпечувати безпеку експлуатації лінії;
- 4) забезпечувати нормовану надійність експлуатації лінії;
- 5) забезпечувати теплову стійкість елементів лінії;
- 6) забезпечувати корозійну стійкість елементів лінії;
- 7) забезпечувати економічність будівництва та експлуатації лінії.

Для виконання проводів та струмоведучих жил кабелів використовують мідь, алюміній та його сплави, сталь.

Мідь характеризується найкращими електрофізичними властивостями. Питомий омичний опір міді складає $0,0178 \text{ Ом}\cdot\text{м}/\text{мм}^2$, а граничний опір на розрив досягає 360 МПа. Однак мідь це дефіцитний дорогий матеріал. Тому мідь використовують лише для виготовлення внутрішніх електропроводок. Використання мідних проводів для виконання повітряних ліній потребує техніко-економічного обґрунтування. Тут мідні проводи в основному використовують в контактних мережах електротранспорту, в мережах шахт, рудників, інколи у повітряних лінії, які проходять поблизу побережжя морів та хімічних виробництв.

Широкого застосування для виготовлення проводів та жил кабелів набув більш розповсюджений у природі алюміній. Його питомий омичний опір складає $0,0283 \text{ Ом}\cdot\text{м}/\text{мм}^2$. Головним недоліком алюмінію є його низька механічна міцність. Межа міцності алюмінієвих проволон на розрив складає всього 150-160 МПа. Це визначає використання алюмінію для виготовлення електропроводок, струмопроводів, жил кабелів та самонесучих ізолюваних проводів. Також алюмінієві проводи використовують у

повітряних лініях місцевих розподільчих мереж з номінальною напругою до 10 кВ з невеликими прогонами між опорами.

Сталь має найкращі фізико-механічні властивості. Механічна міцність сталі на розрив досягає 540 МПа. Разом з тим питомий омичний опір сталі складає всього 0,13 Ом·м/мм². До того ж сталь відноситься до групи феромагнетиків, що визначає додаткові втрати енергії на перемагнічення сталевих проводів під час проходження електричного струму. Ще одним важливим недоліком сталі є висока корозійність, що не дозволяє використовувати сталеві проводи без спеціальної обробки на повітряних лініях електропередачі.

Зазначені властивості сталі визначили її застосування для виготовлення опор повітряних ліній, грозозахисних тросів, а також для посилення механічної міцності алюмінієвих проводів у складі сталюалюмінієвих проводів. Інколи сталеві проводи використовують для виконання великих прогонів повітряних ліній, наприклад, переходів повітряних ліній через водні простори. Для виготовлення електропроводок та жил кабелів і самонесучих ізольованих проводів сталь не застосовують.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

6. *Наведіть класифікацію конструктивного виконання ліній електропередач.*
7. *Наведіть та прокоментуйте основні вимоги до конструктивного виконання ліній електропередач.*
8. *Перерахуйте основні матеріали та їх фізичні властивості, які використовують для виготовлення проводів та струмоведучих жил кабелів ліній електропередач.*
9. *Поясніть галузі застосування основних матеріалів для виготовлення проводів та струмоведучих жил кабелів ліній електропередач.*

ЛІТЕРАТУРА

[4], стор. 16-18.

2.2. ПРОВОДА ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Повітряні лінії електропередачі призначені для передавання електричної енергії по неізольованим проводам, розташованим на відкритому повітрі та закріпленим за допомогою ізоляторів та арматури на опорах. Для захисту повітряних ліній від прямого влучання блискавок, їх, зазвичай захищають за допомогою грозозахисного тросу.

Характерною особливістю повітряних ліній електропередачі є розташування неізольованих струмоведучих проводів на відкритому повітрі, внаслідок чого конструктивні елементи повітряних ліній зазнають актив-

ного впливу кліматичних навантажень та впливів. Саме це, в основному, визначає конструктивне виконання повітряних ліній та їх проводів. Зокрема, проводи повітряних ліній електропередач повинні забезпечувати високу електричну провідність, механічну та корозійну стійкість та економічність конструкції повітряної лінії.

Для виконання повітряних ліній використовують алюмінієві та сталюалюмінієві проводи. Інколи, з метою забезпечення надвисокої корозійної стійкості для виконання повітряних ліній використовують мідні проводи, а для забезпечення надвисокої механічної міцності – сталеві проводи. Для виконання грозозахисту повітряних ліній використовують сталеві троси та сталюалюмінієві проводи з пониженим перерізом алюмінієвого шару.

За своїм конструктивним виконанням проводи повітряних ліній складаються із звитих між собою окремих проволочок, як показано на рис. 2.1. В таких проводах навколо центральної проволочки виконують повив з шести проволочок, закручених у певному напрямі. Кожний наступний повив містить на шість проволочок більше попереднього. Для забезпечення круглої форми проводу проволочки суміжних повивів закручують у протилежні напрями. Кількість шарів проволочок може бути парною або непарною. При цьому проволочки зовнішнього повиву завжди направлені праворуч.

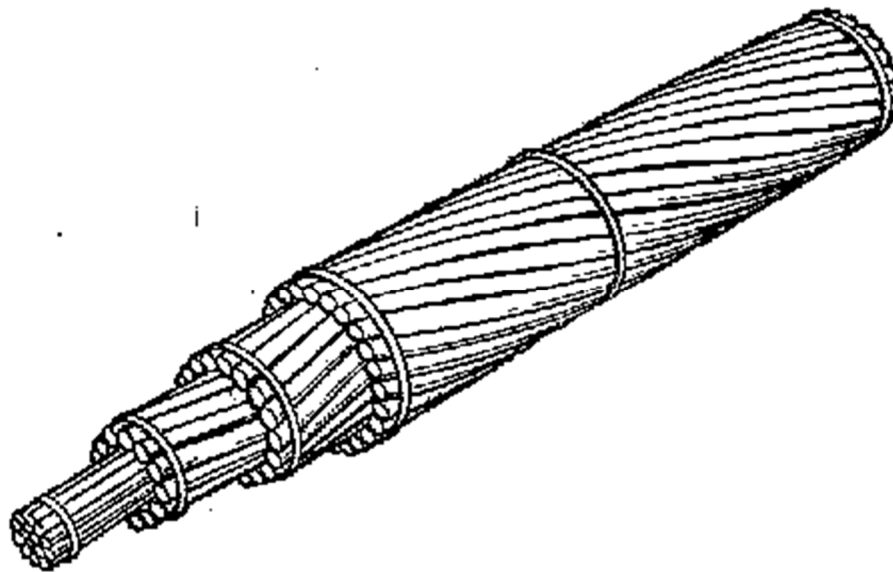


Рис. 2.1. Зовнішній вигляд багатопроволочних проводів повітряних ліній електропередачі

Для забезпечення високої механічної міцності проводи виконують із осереддям з оцинкованих сталевих проволочок. Такі проводи називають сталюалюмінієвими (див. рис. 2.2). В таких проводах основне механічне навантаження сприймає сталеве осереддя. Зовнішній алюмінієвий шар забезпечує високу електричну провідність проводу та його пропускну здатність.

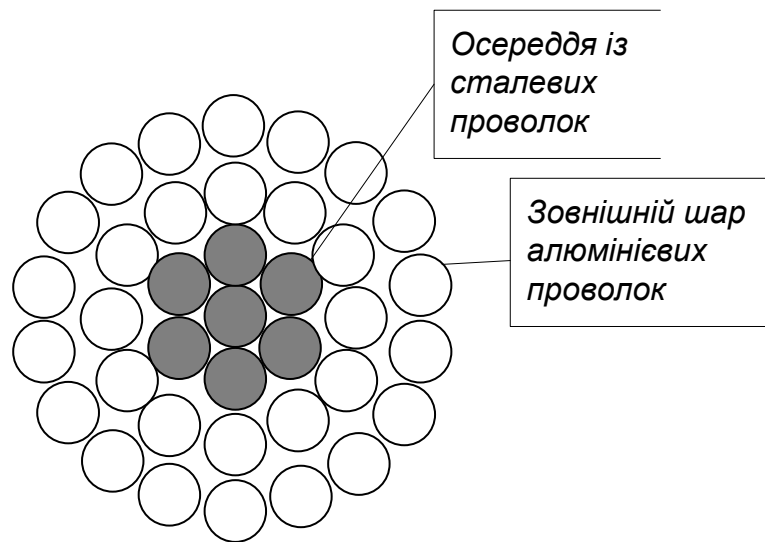


Рис. 2.2. Поперечний переріз сталеалюмінієвого проводу

Маркіровка проводів повітряних ліній складається з літероцифрового коду. Літери означають матеріал, з якого виготовлений провід. Зокрема:

- М – мідний провід;
- А – алюмінієвий провід;
- АН, АЖ – провід зі сплавів алюмінію;
- АС – сталеалюмінієвий провід.

Крім того, літерний код маркіровки проводів може містити інформацію про застосування мастил для забезпечення корозійної стійкості. Зокрема:

- АКП, АНКП, АЖКП, АСКП – алюмінієвий або сталеалюмінієвий провід, міжпроволочний простір якого заповнений нейтральним мастилом;
- АСКС – сталеалюмінієвий провід, в якому міжпроволочний простір сталевих осереддя заповнений нейтральним мастилом;
- АСК – сталеалюмінієвий провід, в якому міжпроволочний простір сталевих осереддя заповнений нейтральним мастилом та ізолюваний двома поліетиленовими стрічками.

Цифровий код маркіровки проводу означає його номінальний переріз. Для сталеалюмінієвих проводів маркіровка містить дві цифри, розділених косою рисою – номінальний переріз алюмінієвої частини та номінальний переріз сталевих осереддя. Інколи в позначення сталеалюмінієвих проводів останнє значення опускають. Це пояснюють тим, що сталеве осереддя таких проводів призначене лише для забезпечення необхідної механічної міцності. Струмопровідним є лише зовнішній алюмінієвий шар. Тому в задачах дослідження процесів передавання енергії по лініям електропередач має сенс лише значення перерізу зовнішнього алюмінієвого шару.

Чинні нормативні документи, зокрема ГОСТ 839-80 «Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи», регламентують шкалу номінальних перерізів проводів повітряних ліній, яка складається з наступного ряду: 4, 6, 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 330, 400, 500, 600, 700, 800, 1000 мм². Дійсні перерізи проводів можуть дещо відрізнятися від наведених номінальних значень відповідно до кількості па перерізу проволок, з яких звитий багатопроволочний провід. Зазначимо, що наведений ряд номінальних перерізів стосується лише мідних проводів (4–400 мм²), алюмінієвих проводів (16–800 мм²) та алюмінієвого шару сталеоалюмінієвих проводів (10–1000 мм²).

Для виконання грозозахисту ліній електропередачі використовують сталеві троси або сталеоалюмінієві проводи зі зменшеним перерізом алюмінієвої частини.

Останнім часом, для виконання струмоведучих проводів та грозозахисту повітряних ліній використовують спеціальні проводи та троси, суміщені зі оптоволоконним кабелем, розташованим всередині проводів та тросів (див. рис. 2.3), що дозволяє крім передавання електричної енергії та грозозахисту повітряних ліній організовувати високошвидкісних оптоволоконні канали зв'язку.

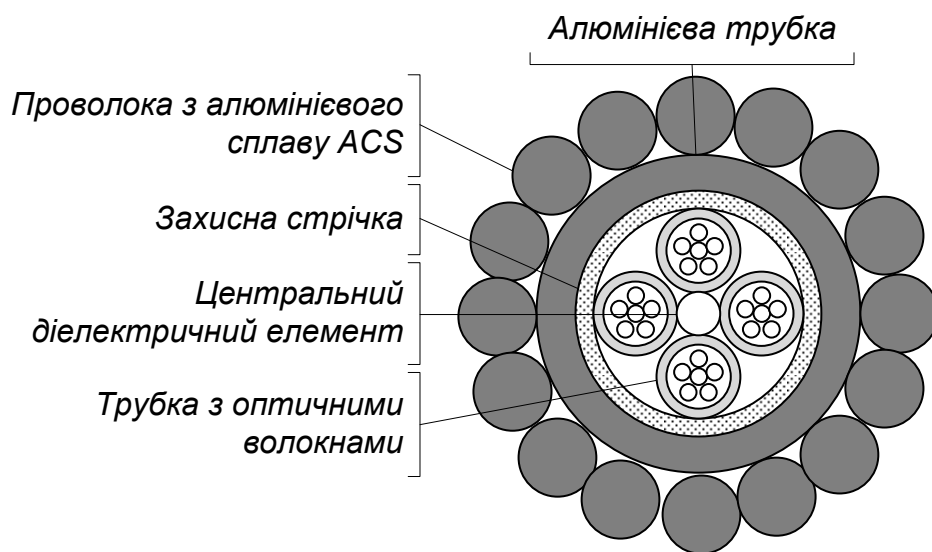


Рис. 2.3. Конструкція оптичного кабелю у грозозахисному тросі OPGW

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть вимоги до проводів повітряних ліній електропередачі
2. Наведіть конструкцію багатопроволочних проводів повітряних ліній.
3. Наведіть конструкцію сталеоалюмінієвих проводів повітряних ліній.
4. Які функції виконують сталеве осереддя та алюмінієвий шар сталеоалюмінієвих проводів?
5. Поясніть манкіровку проводів повітряних ліній електропередачі.
6. Наведіть шкалу стандартних перерізів проводів повітряних ліній.

ЛІТЕРАТУРА

[3], стор. 25-29; [4], стор. 18-20; [5], стор. 24-27; [8], стор. 58-61; [9], стор. 30-35; [15], стор. 68-72; [16], стор. 32-35; [17], стор. 23-26.

2.3. ОПОРИ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Проводи повітряних ліній закріплюють на опорах, які складаються з вертикальних стояків, горизонтальних траверс та фундаментів. Основними матеріалами для виготовлення опор є залізобетон та сталь.

Загальний вигляд залізобетонної опори наведено на рис. 2.4. Така опора складається з вертикальної залізобетонної стійки, заглибленої та закріпленої в ґрунті та металевих траверс, на яких закріплюють фазні проводи.

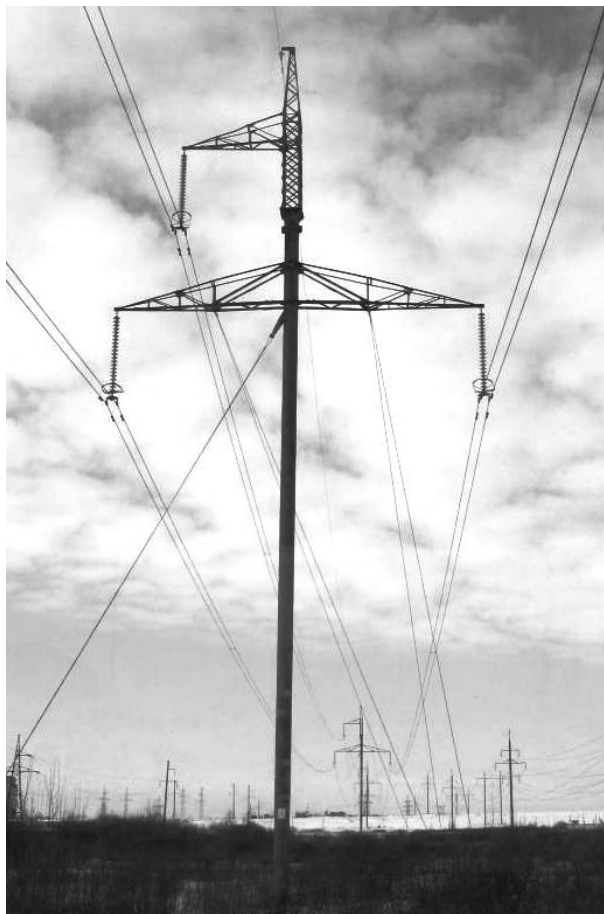


Рис. 2.4. Залізобетонна проміжна опора ПЛ 330 кВ



Рис. 2.5. Металева анкерна кутова опора ПЛ 35 кВ

Залізобетонні опори характеризуються простотою виготовлення, дешевизною та простотою обслуговування. Разом з тим їх застосування обмежують такі фактори, як велика вага опор та труднощі, пов'язані із транспортуванням. Металева опора представлена на рис. 2.5. Така опора складається з сталевих ферм, скріплених болтовими або зварними

з'єднаннями. Металеві опори закріплюють в ґрунті на залізобетонних фундаментах.

Сталеві опори дорожчі за залізобетонні, потребують регулярного обслуговування, пов'язаного з антикорозійними заходами. Проте такі опори складаються з окремих елементів, які збирають на місці монтажу, що дозволяє створювати конструкції будь-якої необхідної форми.

В умовах важкодоступних трас повітряних ліній інколи застосовують металеві опори з алюмінієвих сплавів. Такі опори не потребують антикорозійного захисту. Проте висока вартість таких опор суттєво обмежує їх застосування.

Останнім часом почали застосовувати багатогранні металеві опори, виконані в габаритах залізобетонних опор із гнутого металу (див. рис. 2.6). Такі опори характеризуються простотою виготовлення та монтажу, компактністю, малою вагою тощо.



Рис. 2.6. Анкерна багатогранна металева опора ПЛ 110 кВ

За конструктивним виконанням розрізняють проміжні та анкерні опори. Проміжні опори встановлюють на прямих ділянках повітряних ліній. Такі опори призначені для підтримки проводів повітряної лінії з метою забезпечення нормованих габаритних відстаней між проводами лі-

нії та землею. На рис. 2.4 представлена проміжна залізобетонна опора повітряної лінії напругою 330 кВ.

Анкерні опори призначені для натягування проводів повітряної лінії з метою забезпечення нормованих значень тяжіння в матеріалі проводів лінії. Анкерні опори встановлюють на кінцях лінії, на кутах поворотів, на прямих, обмежуючі анкеровані ділянки, а також в місцях, передбачених нормами проектування лінії, наприклад, обмежуючі перехід лінії через електрифіковану залізницю. На рис. 2.6 представлено анкерну кінцеву багатогранну металеву опору повітряної лінії 110 кВ, а на рис. 2.5 – анкерну кутову опору повітряної лінії 35 кВ.

Крім зазначених в конструкціях повітряних ліній застосовують інші спеціальні типи опор, зокрема, кінцеві опори, які встановлюють на кінцях повітряної лінії; кутові опори, які встановлюють на кутах поворотів лінії; відпайкові опори, для створення вузлів робочої схеми електричної мережі без застосування розподільчих пристроїв; транспозиційні опори для зміни чергування фазних проводів лінії у просторі; перехідні опори для виконання переходів через водні простори тощо.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть класифікацію опор повітряних ліній за використаними конструктивними матеріалами.
2. Наведіть переваги та недоліки залізобетонних опор повітряних ліній електропередач.
3. Наведіть переваги та недоліки металевих опор повітряних ліній електропередач.
4. Наведіть переваги та недоліки металевих багатогранних опор повітряних ліній електропередач.
5. Наведіть класифікацію опор повітряних ліній за призначенням.
6. Перерахуйте основні види спеціальних опор повітряних ліній.

ЛІТЕРАТУРА

- [3], стор. 29-39; [4], стор. 31-44; [5], стор. 27-36; [8], стор. 61-66;
[9], стор. 45-53; [12], стор. 403-410; [13], стор. 451-458; [14], стор. 17-20;
[15], стор. 72-82; [16], стор. 41-50; [17], стор. 32-43.

ЛЕКЦІЯ 8

2.4. ІЗОЛЯТОРИ ТА ЛІНІЙНА АРМАТУРА ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Проводи повітряних закріплюють на опорах за допомогою лінійних ізоляторів та арматури. *Ізолятори* призначені для ізоляції проводів повітряної лінії, які знаходяться під дією високої напруги, від металевих елементів конструкцій опор.

Основна особливість ізоляторів повітряних ліній полягає в тому, що вони випробовують одночасну дію високої електричної напруги та великих механічних навантажень. Це визначає основні вимоги до конструктивного виконання ізоляторів повітряних ліній. До таких вимог відносять високу електричну та механічну міцність, стійкість до впливів оточуючого середовища, зручність експлуатації та економічність.

Для виготовлення ізоляторів використовують електротехнічний фарфор, загартоване скло та синтетичні полімери.

За конструктивним виконанням розрізняють штирові та підвісні ізолятори. *Штирові ізолятори* призначені для використання на лініях електропередачі розподільчих мереж напругою до 35 кВ. Такі ізолятори виготовляють з фарфору або з електротехнічного скла. Загальний вигляд штирових ізоляторів представлено на рис. 2.7.



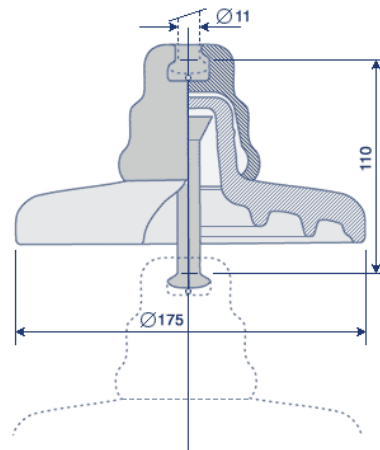
Рис. 2.7. Штировий скляний ізолятор

Підвісні ізолятори використовують в лініях електропередачі напругою 35 кВ та вище. Такі ізолятори поділяють на гірлянди тарілчастих ізоляторів та на стрижневі ізолятори.

Гірлянди ізоляторів збирають з *тарілчастих ізоляторів*, виготовлених з фарфору або загартованого скла. Загальний вигляд тарілчастого ізолятора наведено на рис. 2.8 а. На рис. 2.8 б схематично показано спосіб поєднання тарілчастих ізоляторів в гірлянду.



а)



б)

Рис. 2.8. Тарілчастий ізолятор

Стрижневі ізолятори виготовляють з однонаправлених полімерів. Загальний вигляд стрижневого полімерного ізолятора наведено на рис. 2.9.

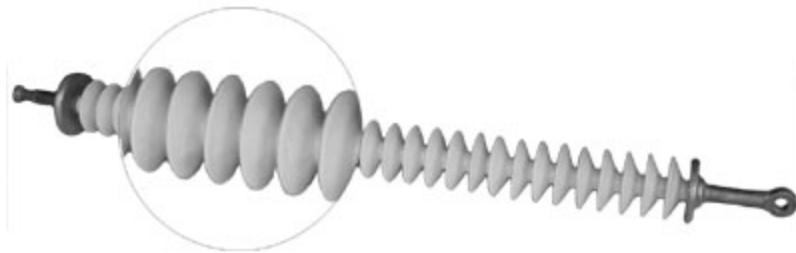


Рис. 2.9. Полімерний стрижневий ізолятор

Такі ізолятори дорожче за гірлянди тарілчастих ізоляторів. Проте вони характеризуються кращими електрофізичними властивостями та значно меншою вагою, що обумовлює широкі перспективи використання полімерних ізоляторів в конструкціях повітряних ліній електропередачі всіх класів номінальної напруги. Зокрема, чинні нормативні документи рекомендують використовувати полімерні ізолятори під час будівництва нових та реконструкції існуючих ліній електропередачі.

Маркіровка лінійних ізоляторів складається з літеро-цифрового коду. Перша літера коду визначає тип ізолятора:

- Ш – штировий лінійний ізолятор;
- Н – штировий низьковольтний ізолятор;
- П – підвісний тарілчастий ізолятор;
- Л – лінійний стрижневий ізолятор.

Друга літера визначає матеріал, з якого виготовлено ізолятор:

- Ф – електротехнічний фарфор;
- С – загартоване скло;
- К – композитний полімер.

Підвісні тарілчасті ізолятори можуть додатково мати третю літеру, яка означає модифікацію конструкції спеціальних ізоляторів:

- Г – брудостійкий;
- Д – двокрилий;
- К – із конічною ізоляційною деталлю;
- С – із сферичною ізоляційною поверхнею;
- В – із витягнутим униз ребром.

Цифровий код лінійних ізоляторів відповідно до їх типу означає:

- для низьковольтних штирових ізоляторів – діаметр внутрішньої різьби;
- для високовольтних штирових ізоляторів – клас номінальної напруги у кіловольтах;
- для тарілчастих підвісних ізоляторів – гарантовану механічну міцність, виражену у кілоньютонах;
- для стрижневих полімерних ізоляторів перша цифра – гарантована механічна міцність, друга – клас номінальної напруги.

Літера наприкінці коду штирових та тарілчастих ізоляторів є індексом модернізації ізолятора.

Римська цифра наприкінці маркіровки полімерних ізоляторів є кодом гранично допустимого ступеню забруднення ізолятора.

Наприклад, маркіровка ізолятора ШФ-10Б означає, що це штировий лінійний ізолятор, виготовлений з електротехнічного фарфору для ліній електропередачі напругою 10 кВ, типорозмір якого визначається модернізацією за кодом Б.

Маркіровка ізолятора ПСГ-16А означає, що це тарілчастий підвісний брудностійкий ізолятор, виготовлений із загартованого скла. Руйнівне механічне навантаження складає 16 кН. Типорозмір ізолятора визначається модифікацією за кодом А.

Маркіровка ізолятора ЛК-120/110-ІІІ означає, що це лінійний полімерний ізолятор для ліній електропередач напругою 110 кВ. Руйнівне механічне навантаження складає 120 кН. Гранично допустимий ступінь забруднень ізолятора ІІІ.

Під час монтажу повітряних ліній електропередачі використовують спеціальну *лінійну арматуру*. За своїм призначенням лінійну арматуру поділяють на три групи:

- 1) зчіпна арматура, призначена для закріплення проводів до гірлянд ізоляторів, або гірлянд ізоляторів до траверс опор;
- 2) з'єднувальна арматура, призначена для з'єднування окремих частин проводу під час монтажу;
- 3) захисна арматура, призначена для забезпечення нормованих відстаней між проводами розщепленої фази, для захисту проводів повітряної ліній від вібрації, для вирівнювання електричного поля навколо гірлянд ізоляторів, для захисту ізоляторів від птахів тощо.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. У чому полягає особливість роботи лінійних ізоляторів?
2. Які матеріали використовують для виготовлення лінійних ізоляторів?
3. Наведіть класифікацію лінійних ізоляторів за конструктивним виконанням.
4. Зазначте галузі застосування штирових та підвісних лінійних ізоляторів.
5. Зазначте основні переваги використання полімерних стрижневих
6. Поясніть маркіровку лінійних ізоляторів НС-18, ШС35, ПФГ-6, ЛК-70/10-IV.
7. Наведіть класифікацію лінійної арматури за призначенням.

ЛІТЕРАТУРА

- [3], стор. 39-44; [4], стор. 44-46; [5], стор. 36-41; [8], стор. 66-73;
[9], стор. 35-43; [14], стор. 21-25; [15], стор. 82-89; [16], стор. 35-40;
[17], стор. 26-32.

2.5. КОНСТРУКЦІЯ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Використання кабельних ліній електропередачі дозволяє організувати передавання електричної енергії в умовах обмеження земельних ресурсів, коли передавання енергії по повітряним лініям електропередач неефективно, або, взагалі, неможливо. Наприклад, кабельні лінії електропередачі дозволяють передавати електричну енергію по дну водоймищ, у міській смузі тощо. Основним конструктивним елементом кабельних ліній електропередачі є силові кабелі.

Силові кабелі складаються з однієї або декількох струмопровідних жил, ізольованих одна від одної та від землі. Ізольовані струмопровідні жили захищають від вологи, дії агресивного середовища та механічних пошкоджень за допомогою захисної оболонки та металеві броні.

Характерна особливість кабельних ліній електропередач полягає у тому, що вони працюють в умовах обмеженого теплообміну з навколишнім середовищем. Це визначає високу робочу температуру кабелів (до $+60^{\circ}\text{C}$ у кабелів з паперовою ізоляцією і до $+90^{\circ}\text{C}$ у кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену). Саме теплова стійкість визначає гранично допустимі струми кабелів та їх пропускну здатність. Зауважимо, що прокладання в одному кабельному каналі декількох силових кабелів характеризується активним тепловим обміном між окремими кабелями, що призводить до зниження пропускну здатності ліній порівняно з пропускну здатністю одиночних кабелів.

На рис. 2.10 представлено загальний вигляд силового кабелю із сухою ізоляцією напругою до 35 кВ. Такий кабель складається з сегменто-

подібних струмопровідних жил 1, що дозволяє забезпечити круглу форму кабелю. Кожна жила ізольована одна від одної за допомогою фазної ізоляції 2. Крім того всі жили мають загальну поясну ізоляцію 3. Для захисту кабелю від висихання та від вологи передбачена герметична оболонка 4. Для захисту герметичної оболонки використовують подушку 5 та броню 6. Зовнішній шар 7 призначений для захисту кабелю від агресивного оточуючого середовища.



Рис. 2.10. Конструкція силового кабелю із сухою ізоляцією

Струмопровідні жили кабелів виконують з алюмінію, рідко – з міді. Виконання кабелів з мідними жилами потребує техніко-економічного обґрунтування та передбачено лише для забезпечення живлення вибухонебезпечних виробництв, наприклад, шахт. Для ізоляції струмопровідних жил кабелів використовують просочений маслом кабельний папір, поліетилен, полівінілхлорид або гуму. Герметичну оболонку жил кабелю виконують з металу (свинцю або алюмінію), пластмаси (поліетилену або полівінілхлориду) або гуми.

Для виконання кабельних ліній напругою 110 кВ та вище використовують *маслонаповнені та газонаповнені кабелі*. Тут розрізняють маслонаповнені кабелі низького та середнього (до 0,1 МПа) та високого (1-1,5 МПа) тиску.

Конструктивне виконання *маслонаповненого кабелю низького та середнього тиску* наведено на рис. 2.11. Такі кабелі містять внутрішній канал для циркуляції масла 1, який утворюють проволоки струмопровідної жили спеціальної форми 2. Струмопровідна жила екранована за допомогою напівпровідного паперу 3 та ізольована за допомогою шару кабельного паперу 4. Далі знаходиться ще один екран з напівпровідного паперу 5 і герметична металева оболонка 6. Зовнішні шари маслонаповненого кабелю складаються з захисних покрів 7-11 і 13 та броні зі сталевих стрічок 12. Маслопровідний канал такого кабелю через спеціальні муфти поєднується з баками тиску, розташованими вздовж траси лінії. Надлишковий тиск масла виключає можливість утворення включень газів в паперовій ізоляції кабелю, що суттєво підвищує електричну стійкість ізоляції.

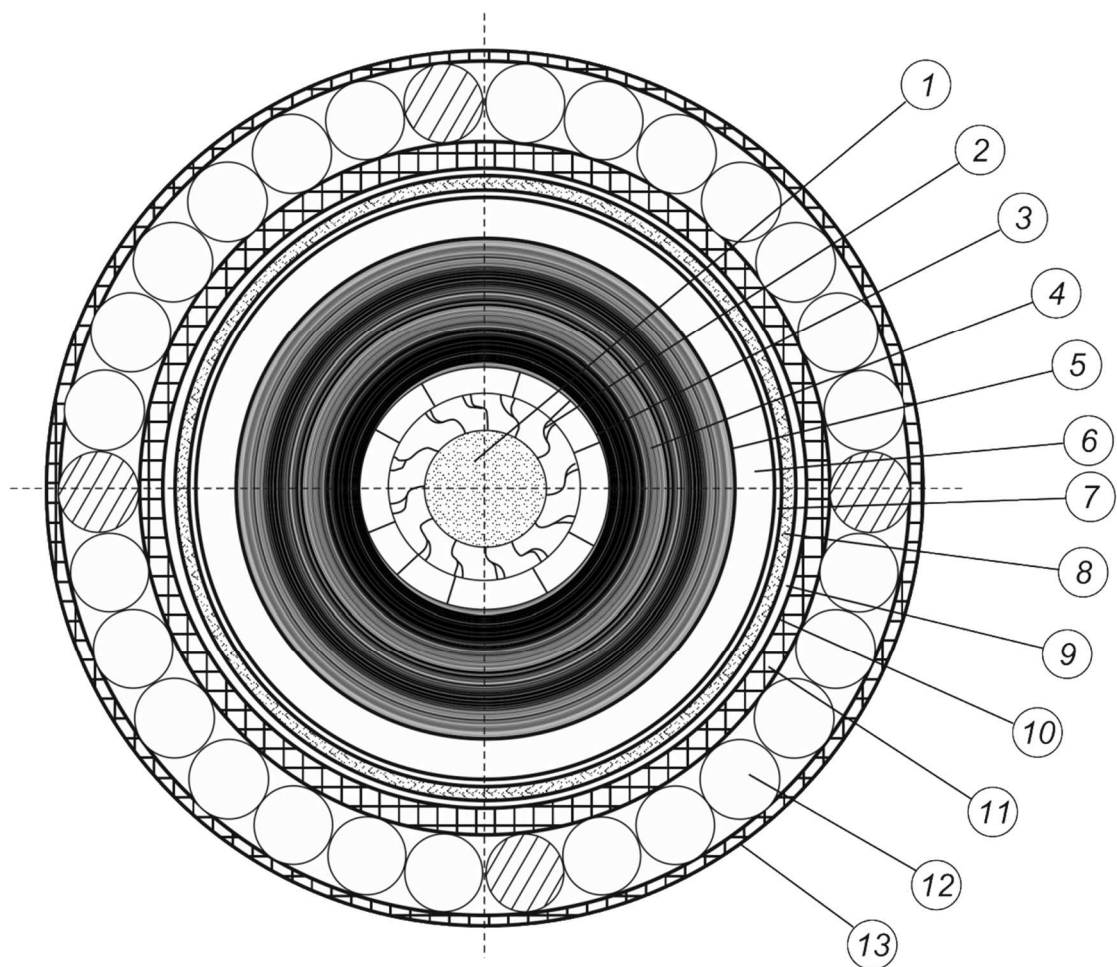


Рис. 2.11. Конструкція маслонаповненого кабелю низького та середнього тиску

На рис. 2.12 представлено конструкцію маслонаповненого кабелю високого тиску. Тут всі три фази розміщені у сталевій трубі 2 з антикорозійним покриттям 6. Сталевий трубопровід заповнений маслом під надлишковим тиском. Струмоведачі жили 5 мають паперову ізоляцію 1, екрановану мідною стрічкою 3. Для механічного захисту ізоляції використано мідні проволочки ковзання 4.

Останнім часом в електричних мережах різних класів номінальної напруги широкого поширення набули *кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену*. Завдяки молекулярній структурі така ізоляція характеризується високими термомеханічними властивостями та стійкістю до агресивного середовища. Кращі термічні характеристики кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену дозволяє суттєво підвищити гранично допустимі струми і, як наслідок, пропускну здатність кабельної лінії.

Такі кабелі на напруги до 10 кВ виготовляють трижильними або однопильними. На напруги 35 кВ та вище такі кабелі виготовляють однопильними.

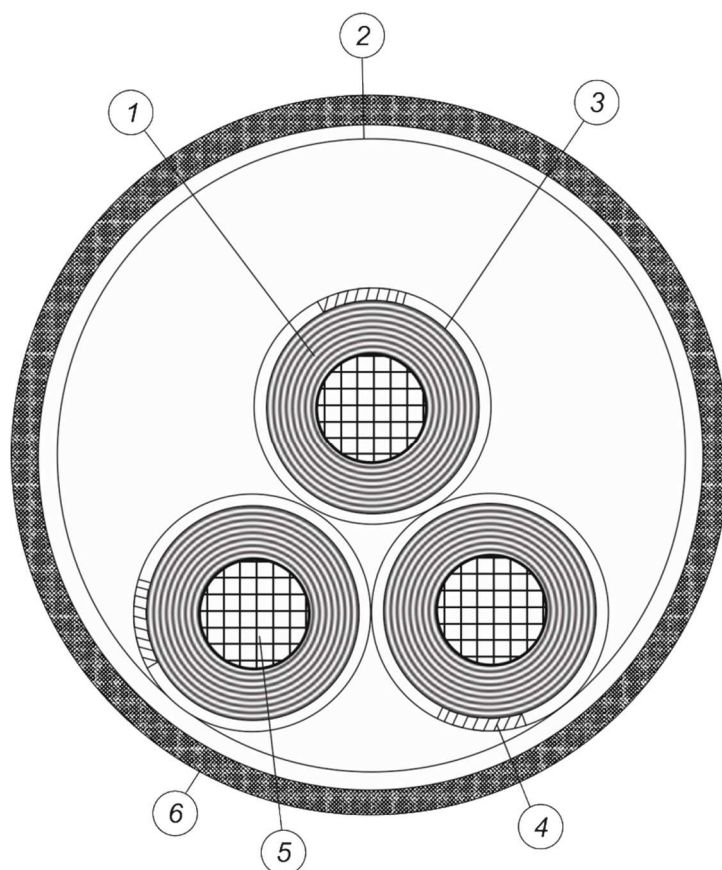


Рис. 2.12. Конструкція маслонаповненого кабелю високого тиску

На рис. 2.13 наведено загальний вигляд одножильного кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену. Такі кабелі складаються з струмопровідної жили 1, екранованої напівпровідним зшитим поліетиленом 2. Далі знаходиться шар ізоляції зі зшитого поліетилену 3, екранований напівпровідною пластмасою 4. Екран з мідних проволокон 6 захищений подушками роздільних шарів 5 та 7. Зовнішній шар кабелю створює пластикова оболонка 8.

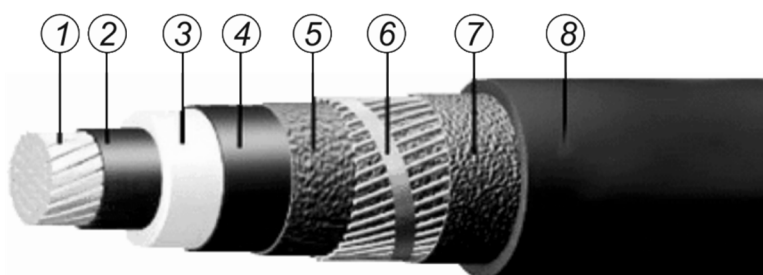


Рис. 2.13. Конструкція кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену

Маркіровка силових кабелів складається з літеро-цифрового коду. Літерна частина маркіровки кабелів із сухою ізоляцією включає до восьми позицій.

1. Речовина, якою просочений кабельний папір ізоляції жил:

- Ц – просочення паперової ізоляції нетекучим церезином. Нормальне просочення не маркують.

2. Матеріал струмопровідних жил кабелю:

- А – Алюміній.
- Жили з міді не маркірують.

3. Наявність власної свинцевої оболонки або екрану кожної жили (літера О).

4. Матеріал герметичної оболонки:

- С – свинець;
- А – алюміній;
- П – поліетилен;
- В – полівінілхлорид;
- Р – гума;
- Н – нейрит (негорюча оболонка).

5. Матеріал ізоляції кабелю:

- П – поліетилен;
- В – полівінілхлорид;
- Р – гума.

6. Тип броні:

- Б – броня зі сталевих стрічок;
- К – броня з круглих проволоч;
- П – броня з плоских проволоч.

7. Спосіб виконання подушки під бронею:

- л – один шар пластмасових стрічок;
- 2л – два шари пластмасових стрічок;
- в – шланг з полівінілхлориду.

8. Наявність або відсутність зовнішніх захисних покрів:

- Г – зовнішній покрів відсутній;
- Шв – захисний покрів з полівінілхлоридного шлангу;
- Шп – захисний покрів з поліетиленового шлангу;
- н – негорючий зовнішній покрів.

Маслонаповнені кабелі низького тиску маркірують літерами МН, а високого тиску – МВД на початку позначення кабелю.

Літерний код маркіровки кабелів із зшитого поліетилену містить таку інформацію.

1. Матеріал струмопровідних жил кабелю:

- А – Алюміній.
- Жили з міді не маркірують.

2. Матеріал ізоляції кабелю: Пв – зшитий поліетилен

3. Матеріал оболонки:

- П – поліетилен;
- В – полівінілхлорид.

У кабелів з посиленою поліетиленовою оболонкою наприкінці ставлять літеру «у». У кабелів з додатковою герметизацією – літеру «г».

Цифрова частина маркіровки кабелів включає номінальну напругу, кількість та переріз струмопровідних жил. У кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену додатково вказують переріз захисного екрану.

Для монтажу кабельних ліній електропередачі використовують спеціальну *кабельну арматуру*. До кабельної арматури відносять:

- з'єднувальні муфти для з'єднання окремих відрізків кабелі на ділянці лінії;
- кінцеві муфти та кінцеві закладення для підключення кабелів до шин розподільчих пристроїв та іншого устаткування.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Назвіть галузі застосування кабельних ліній електропередачі.
2. Поясніть обмеження пропускної здатності кабельних ліній електропередачі, прокладених в єдиному кабельному каналі.
3. Які матеріали використовують для виконання силових кабелів?
4. Наведіть конструкцію силового кабелю із сухою ізоляцією.
5. Наведіть конструктивне виконання маслонаповнених кабелів низького та високого тиску.
6. У чому полягає особливість конструктивного виконання маслонаповнених кабелів?
7. Наведіть конструктивне виконання кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену.
8. Наведіть маркіровку силових кабелів.
9. Для чого використовують кабельну арматуру?

ЛІТЕРАТУРА

- [3], стор. 46-56; [4], стор. 22-27; [5], стор. 41-47; [8], стор. 73-77;
[9], стор. 62-69; [14], стор. 25-31; [15], стор. 98-104; [16], стор. 50-60;
[17], стор. 46-77.

ЛЕКЦІЯ 9

2.6. ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ ПАРАМЕТРИ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Під час моделювання передавання електричної енергії по лініям електропередачі слід враховувати такі фізичні процеси та явища:

- 1) розсіювання теплової енергії, яка виділяється під час протікання струмів навантаження по проводам лінії;
- 2) наведення ЕРС само- та взаємоіндукції в системі фазних проводів змінного струму;
- 3) ємнісні струми витоку в ізолюючому середовищі під впливом фазних та лінійних напруг лінії електропередачі;
- 4а) втрати енергії на іонізацію повітря навколо проводів лінії (втрати на корону) в повітряних лініях електропередачі;
- 4б) діелектричні втрати енергії в ізоляції кабельних ліній електропередачі.

Основна особливість ліній електропередачі полягає у рівномірному розподілі їх електротехнічних параметрів вздовж довжини лінії. До таких параметрів відносять активні опори фазних проводів, які моделюють втрати енергії на нагрівання струмоведучих проводів; індуктивності фазних проводів та коефіцієнти взаємоіндукції, які моделюють явища само- та взаємної індукції; взаємні ємності між фазними проводами та фазними проводами і землею для моделювання ємнісних струмів витоку; активні провідності між фазними проводами та фазними проводами і землею для моделювання втрат енергії на корону в повітряних лініях або діелектричні втрати в ізоляції кабельних ліній.

На рис. 2.14 представлена схема заміщення елементарної ділянки лінії електропередачі.

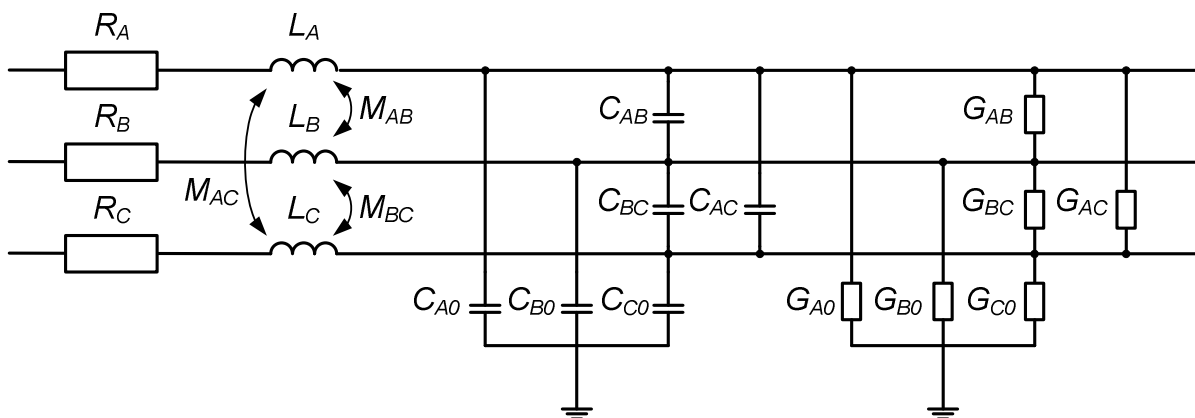


Рис. 2.14. Схема заміщення елементарної ділянки лінії електропередачі в системі фазних координат

На рис. 2.14 прийняті такі позначення: R_A , R_B , R_C – активні опори фазних проводів; L_A , L_B , L_C , M_{AB} , M_{BC} , M_{AC} – індуктивності та коефіцієнти

взаємоіндукції фазних проводів лінії відповідно; C_{A0} , C_{B0} , C_{C0} , C_{AB} , C_{BC} , C_{AC} – часткові ємності між фазними проводами лінії та землею та часткові ємності між фазними проводами лінії відповідно; G_{A0} , G_{B0} , G_{C0} , G_{AB} , G_{BC} , G_{AC} – активні провідності між фазними проводами лінії та землею та між фазними проводами лінії.

Математична модель елементарної ділянки лінії електропередачі відповідно до закону Ома складається із системи диференціальних рівнянь вигляду

$$\left\{ \begin{array}{l} -\frac{\partial u_A}{\partial x} = R_A i_A + L_A \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial u_B}{\partial x} = R_B i_B + L_B \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial u_C}{\partial x} = R_C i_C + L_C \frac{\partial i_C}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_B}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_A}{\partial x} = G_{A0} u_A + G_{AB} u_B + G_{AC} u_C + C_{A0} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_B}{\partial x} = G_{B0} u_B + G_{AB} u_A + G_{BC} u_C + C_{B0} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_C}{\partial x} = G_{C0} u_C + G_{AC} u_A + G_{BC} u_B + C_{C0} \frac{\partial u_C}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_B}{\partial t}, \end{array} \right. \quad (2.1)$$

де u_A , u_B , u_C , i_A , i_B , i_C – миттєві значення фазних напруг та струмів.

В рівняннях (2.1) всі параметри лінії віднесені до одиниці її довжини. Від'ємні знаки в лівих частинах рівнянь (2.1) свідчить про зменшення напруг та струмів при віддаленні від початку лінії відповідно до загального закону зберігання енергії.

Незручність використання математичної моделі лінії електропередачі у фазній системі координат пов'язана із її громіздкістю та необхідністю врахування взаємного впливу режимних характеристик суміжних фаз. Тому на практиці зазвичай використовують математичні моделі ліній електропередачі в системі координат симетричних складових. Характерною особливістю такого підходу є взаємна незалежність параметрів прямої, зворотної та нульової послідовностей. До того ж для симетричного режиму лінії слід проводити аналіз розрахункової схеми лише прямої послідовності, режимні параметри якої співпадають з параметрами фази А вихідної схеми.

Однолінійна розрахункова схема елементарної ділянки лінії електропередачі наведена на рис. 2.15. Тут R_i , L_i , G_i , C_i – активний опір, індуктивність, активна провідність та ємність прямої, зворотної або нульової послідовності елементарної ділянки; i – індекс каналу системи симетричних складових.

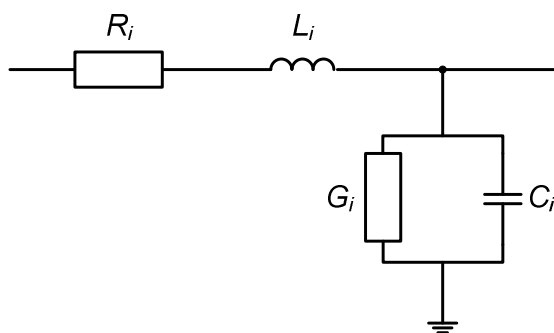


Рис. 2.15. Однолінійна схема заміщення елементарної ділянки лінії електропередачі в системі координат симетричних складових

Математична модель елементарної ділянки лінії електропередачі в системі симетричних складових складається з систем типових рівнянь вигляду

$$\begin{cases} -\frac{\partial \dot{U}_i}{\partial x} = r_{0i} \dot{I}_i + j\omega L_{0i} \dot{I}_i = (r_{0i} + jx_{0i}) \dot{I}_i; \\ -\frac{\partial \dot{I}_i}{\partial x} = g_{0i} \dot{U}_i + j\omega C_{0i} \dot{U}_i = (g_{0i} + jb_{0i}) \dot{U}_i, \end{cases} \quad (2.2)$$

де \dot{U}_i , \dot{I}_i – напруга та струм в системі симетричних складових; r_{0i} , x_{0i} , g_{0i} , b_{0i} – поздовжні активний та індуктивний опори та поперечні активна та ємнісна провідності ділянки лінії одиничної довжини.

Електротехнічні параметри лінії електропередачі визначаються маркою проводів, їх перерізом та діаметром, а також взаємним розташуванням фазних проводів у просторі та відносно землі, грозозахисних тросів тощо. Тому параметри суміжних фаз не співпадають між собою. Для вирівнювання параметрів суміжних фаз ліній електропередачі застосовують транспозицію фазних проводів. Остання полягає у періодичній зміні взаємного розташування фазних проводів на опорах повітряних ліній. Наприклад, для ліній електропередач завдовжки більше 100 км регламентовано виконувати повний цикл транспозиції проводів на кожній ділянці між електростанціями, підстанціями або перемикальними пунктами. За цих умов параметри окремих фаз лінії умовно вважають однаковими в таких умовах, що не залежать від розташування конкретної фази у просторі.

Таким чином, до характеристик ділянки лінії електропередачі відносять поздовжні активний та індуктивні опори та поперечні активну та ємнісну провідності. Для визначення таких параметрів використовують погонні характеристики лінії електропередачі (на 1 км довжини лінії).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. У чому полягає основна особливість ліній електропередачі?
2. Які фізичні процеси та явища слід враховувати під час моделювання повітряних та кабельних ліній електропередачі?

3. Наведіть схему заміщення та математичну модель елементарної ділянки лінії у фазних координатах. У чому полягає незручність використання такої моделі?
4. Наведіть однолінійну схему заміщення та математичну модель елементарної ділянки лінії в системі координат симетричних складових.
5. З якою метою та яким чином виконують транспозицію фазних проводів повітряних ліній електропередачі?
6. Що називають погонними параметрами ліній електропередачі?

ЛІТЕРАТУРА

[12], стор. 14-15; [13], стор. 15-17; [16], стор. 65-66.

2.7. АКТИВНИЙ ОПІР ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Активний опір ліній електропередачі обумовлений витратами енергії на нагрівання проводів струмами навантаження. Для визначення активного опору ліній електропередачі слід враховувати поверхневий ефект, пов'язаний із витісненням змінного струму з внутрішніх шарів провідника, а також зміну активного опору проводу при його нагріванні.

Для сталевих алюмінієвих проводів вважають, що струм в сталевому осередді відсутній, а опір алюмінієвої частини дорівнює омичному опору постійному струму

$$r_0 = R_0,$$

де R_0 – погонний активний опір постійному струму.

Активний опір проводів ліній електропередачі змінюється також відповідно до температури проводу, що визначається температурою оточуючого середовища та струмом навантаження лінії

$$R_0 = R_{20} [1 + \alpha(t - 20)],$$

де R_{20} – омичний погонний опір постійному струму за температури $+20^\circ\text{C}$; t – фактична температура провідника; α – температурний коефіцієнт зміни опору (для сталевих алюмінієвих проводів дорівнює $0,004 \text{ } 1/^\circ\text{C}$).

Зауважимо на великі складнощі, пов'язані із визначенням поточної температури проводів ліній електропередачі, що ускладнює математичні моделі ліній. Тому через несуттєві похибки в розрахунках зміною активного опору проводів нехтують та вважають, що погонний активний опір проводів ліній електропередачі дорівнює омичному опору за температури $+20^\circ\text{C}$.

Омичний опір ліній електропередачі визначають за довідниковими даними про конструкцію та параметри проводів ліній.

Для ліній з розщепленими проводами фази еквівалентний погонний опір лінії визначають за виразом

$$r'_0 = \frac{r_0}{n},$$

де r_0 – погонний активний опір одиночного проводу; n – кількість проводів в розщепленій фазі.

Під час визначення активного опору жил кабельних ліній електропередачі використання зазначених вище припущень недопустимо. Насамперед це пов'язано з температурним режимом кабельних ліній, нормальна робоча температура яких складає 70-85°C. Це не дозволяє визначати активний опір як омичний за температури +20°C. До того ж для кабельних ліній електропередачі слід враховувати втрати енергії під час протікання наведених струмів в оболонці кабелю.

Таким чином, активні опори кабельних ліній електропередачі слід визначати за спеціальними довідниками та технічними умовами на кабельно-провідникову продукцію.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що обумовлює активний опір проводів ліній електропередачі?
2. Що впливає на зміну активного опору лінії електропередачі?
3. За яких припущень вважають, що активний опір лінії електропередачі дорівнює омичному?
4. Як визначають активний опір лінії електропередачі із розщепленими фазними проводами?
5. Поясніть, чому активний опір кабельних ліній електропередачі неможливо визначати за методикою для повітряних ліній?

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 66-69; [3], стор. 63-65; [4], стор. 57-58; [7], стор. 82-83; [8], стор. 131-132; [9], стор. 76-79; [10], стор. 32-33; [15], стор. 126-127; [16], стор. 126-127; [17], стор. 92-93, 107.

ЛЕКЦІЯ 10

2.8. АКТИВНА ПОПЕРЕЧНА ПРОВІДНІСТЬ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Поперечну активну провідність повітряних ліній електропередачі визначають втрати енергії на іонізацію повітря навколо проводів лінії (втрати на корону) та активні струми витоку через лінійну ізоляцію. Струми витоку, зазвичай мають дуже малі значення, тому на практиці ними нехтують.

Коронування проводів повітряних ліній електропередачі спостерігається, якщо напруженість електричного поля біля поверхні проводу перевищує початкову напруженість виникнення корони. Початкова напруженість поля визначається кліматичними умовами в районі траси лінії, зокрема атмосферним тиском, вологістю та температурою повітря тощо. Для визначення початкової напруженості виникнення корони застосовують емпіричну формулу Піка

$$E_0 = 3,03 \cdot 10^3 \cdot \delta \cdot m \left(1 + \frac{0,298}{\sqrt{r_0 \delta}} \right),$$

де r_0 – радіус одиночного проводу фази, см; m – коефіцієнт гладкості проводу; $\delta = \frac{0,386p}{273 + t}$ – середньорічна відносна щільність повітря; p – атмосферний тиск, мм. рт. ст.; t – температура повітря, °С. За температури повітря +20°C та атмосферного тиску 760 мм. рт. ст. відносна щільність повітря $\delta = 1$. Відповідно до кількості проволок зовнішнього повіу сталевалюмінієвих проводів коефіцієнт гладкості змінюється в межах 0,8–0,97. Для витих багатопроволочних проводів (типу АС) коефіцієнт гладкості дорівнює 0,82.

Вважають, що за умовами обмеження втрат потужності на корону та зниження радіоперешкод, напруженість електричного поля у поверхні проводів в гарну погоду не має перевищувати 90% початкової напруженості електричного поля виникнення корони.

Для обмеження втрат активної потужності на корону в повітряних лініях електропередачі необхідно зменшити напруженість електричного поля біля поверхні проводів лінії. Для цього виконують збільшення діаметру проводів лінії. Проте, такий підхід для ліній електропередачі надвисокої номінальної напруги є економічно недоцільним у зв'язку з невикористаними перевитратами металу проводів таких ліній. Більш ефективним є розщеплення фазних проводів, яке полягає у виконанні фази декількома проводами, розташованими, зазвичай, у вершинах правильного багатокутника із шагом розщеплення 400-600 мм. В системі розщеплених

проводів електричне поле витісняється із простору між проводами, як показано на рис. 2.16, що створює ефект виконання фази проводом великого діаметру та зумовлює обмеження напруженості електричного поля.

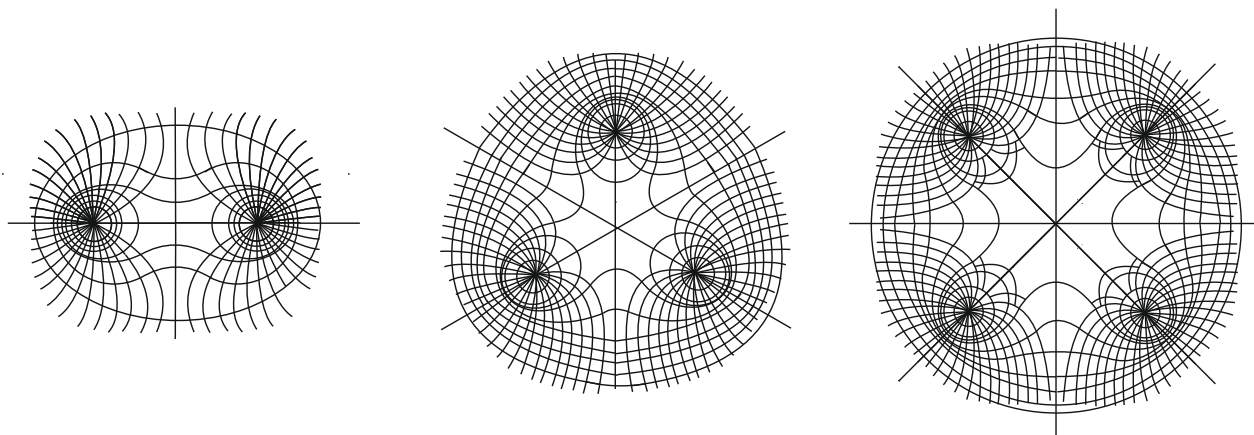


Рис. 2.16. Конфігурація електричного поля, утворюваного проводами розщепленої фази.

Радіус еквівалентного проводу розщепленої фази визначають за виразом

$$R_e = \sqrt[n]{R \cdot a_{\text{ср}}^{n-1}}, \quad (2.3)$$

де R – дійсний радіус проводів в розщепленій фазі; $a_{\text{ср}}$ – середньгеометрична відстань між проводами розщепленої фази; n – кількість проводів у розщепленій фазі.

Проводи розщепленої фази зазвичай розташовують у вершинах правильного багатокутника. За цієї умови вираз (2.3) можна представити у вигляді

$$R_e = \sqrt[n]{R \cdot r_p^{n-1} \cdot n}, \quad (2.4)$$

де $r_p = \frac{a}{2 \sin \pi/n}$ – радіус розщеплення – радіус кола, описаного навколо правильного багатокутника, утвореного центрами проводів розщепленої фази.

В табл. 2.1 наведено мінімально допустимі перерізи проводів повітряних ліній електропередачі за умовами обмеження втрат потужності на корону. Відповідно до даних табл. 2.1 допустимо виконання повітряних ліній електропередачі напругою 330 кВ одиночним проводом марки АС–600/42. Проте, зазвичай для виконання ліній 330 кВ конструкцію фази виконують розщепленою на 2 проводи, 500 кВ – на три проводи, 750 кВ – на чотири, а останнім часом – на п'ять проводів.

Таблиця 2.1. Мінімальні перерізи проводів ліній електропередачі за умовами виникнення корони

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Кількість та діаметр проводів, мм	Кількість та марка проводів
110	11,4	АС-70/11
150	15,2	АС-120/19
220	21,6	АС-240/32
330	33,2	АС-600/42
	2×21,6	2×АС-240/32
500	2×36,2	2×АС-700/86
	3×25,2	3×АС-330/43
750	4×29,1	4×АС-400/93
	5×21,6	5×АС-240/32

Для визначення середньорічних втрат активної потужності на корону в повітряних лініях електропередачі використовують спеціальні методики, або користуються довідниковими матеріалами для типових конструкцій повітряних ліній надвисокої номінальної напруги.

Погонну активну провідність прямої послідовності повітряної лінії електропередачі визначають за виразом

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{к0}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2},$$

де $\Delta P_{\text{к0}}$ – питомі втрати активної потужності на корону, кВт/км.

В кабельних лініях електропередачі поперечна активна провідність визначається діелектричними втратами в ізоляції кабелів. Такі втрати визначають за технічними даними для кабелів відповідного типу

$$\Delta P_0 = U_{\text{н}}^2 g_0 \cdot 10^3 = U_{\text{н}}^2 \frac{b_0}{\text{tg } \delta} 10^3 = \frac{\Delta Q_0}{\text{tg } \delta},$$

де b_0 – погонна ємнісна провідність кабелю; $\text{tg } \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції кабелю; ΔQ_0 – погонна зарядна потужність кабелю.

Погонну активну провідність кабельної лінії електропередачі визначають за виразом

$$g_0 = \frac{b_0}{\text{tg } \delta} = \frac{\Delta Q_0 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2 \text{tg } \delta}.$$

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що визначає активну поперечну провідність повітряних та кабельних ліній електропередачі?

2. У чому полягає явище коронування проводів повітряних ліній?
3. Для чого застосовують емпіричну формулу Піка?
4. За яких умов явище корони не спостерігається?
5. Які заходи застосовують для обмеження втрат енергії на коронування проводів ліній електропередачі?
6. Що називають еквівалентним проводом розщепленої фази повітряної лінії електропередачі?
7. Наведіть вирази для визначення радіусу еквівалентного проводу розщепленої фази.
8. Наведіть обмеження за перерізами проводів повітряної лінії за умовами корони.
9. Як визначають діелектричні втрати в кабельних лініях електропередачі?
10. Наведіть вирази для визначення погонної активної провідності повітряних та кабельних ліній електропередачі.

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 73-75; [3], стор. 198-202; [4], стор. 62-65; [8], стор. 137-139; [9], стор. 85-90; [10], стор. 35-36; [12], стор. 18, 350-366; [13], стор. 21, 394-411; [15], стор. 129-131; [16], стор. 130-131; [17], стор. 95-96, 108-109.

2.9. ІНДУКТИВНИЙ ОПІР ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Індуктивний опір лінії електропередачі визначається явищами самої взаємоіндукції в трифазній системі проводів лінії. Величина індуктивного опору визначається взаємним розташуванням проводів лінії у просторі, їх положенням відносно землі та грозозахисних тросів, впливу паралельних кіл (для багатоколових ліній електропередачі) та паралельних ліній електропередачі за їх зближення.

Погонну індуктивність прямої послідовності (на 1 км лінії) визначають за виразом

$$L_0 = L_{\text{зовн}} + L_{\text{сер}} = \frac{\mu_0 \cdot 10^3}{2\pi} \ln \frac{D_{\text{сг}}}{R} + \frac{\mu_0 \mu \cdot 10^3}{8\pi} = 2 \cdot 10^{-4} \ln \frac{D_{\text{сг}}}{R} + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu.$$

де $L_{\text{зовн}}$, $L_{\text{сер}}$ – індуктивності, обумовлені електромагнітним полем ззовні та усередині еквівалентного одиночного проводу відповідно; $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м – абсолютна магнітна проникність; μ – відносна магнітна проникність матеріалу проводу (для проводів з кольорового металу $\mu \approx 1$); R – радіус проводу; $D_{\text{сг}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}$ – середньгеометрична відстань між фазними проводами.

В практиці розв'язання електротехнічних задач замість натуральних традиційно використовують десяткові логарифми:

$$L_0 = 2 \cdot 10^{-4} \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R} \cdot \ln 10 + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu = 4,605 \cdot 10^{-4} \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R} + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu.$$

В свою чергу, погонний індуктивний опір прямої послідовності дорівнює

$$x_0 = \omega L_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{\text{ср}}}{R} + 0,005\pi\mu = 0,144 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R} + 0,016\mu. \quad (2.5)$$

Для повітряних ліній електропередачі з розщепленими фазними проводами погонний індуктивний опір прямої послідовності визначають за виразом

$$x_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{\text{ср}}}{R_e} + \frac{0,005\pi\mu}{n} = 0,144 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_e} + \frac{0,016\mu}{n}, \quad (2.6)$$

де R_e – радіус еквівалентного проводу розщепленої фази.

Зауважимо, що для визначення погонних індуктивних опорів повітряних ліній електропередачі за виразами (2.5) або (2.6) середньгеометричну відстань між фазними проводами та радіуси проводів слід вимірювати в однакових одиницях вимірювання, наприклад, у міліметрах.

Середньгеометричну відстань між фазними проводами лінії визначають за виразом

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}},$$

де D_{12} , D_{23} , D_{13} – дійсні відстані між проводами суміжних фаз (рис. 2.17 а).

За умови розташування фазних проводів у вершинах рівностороннього трикутника (рис. 2.17 б) маємо

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot D} = D.$$

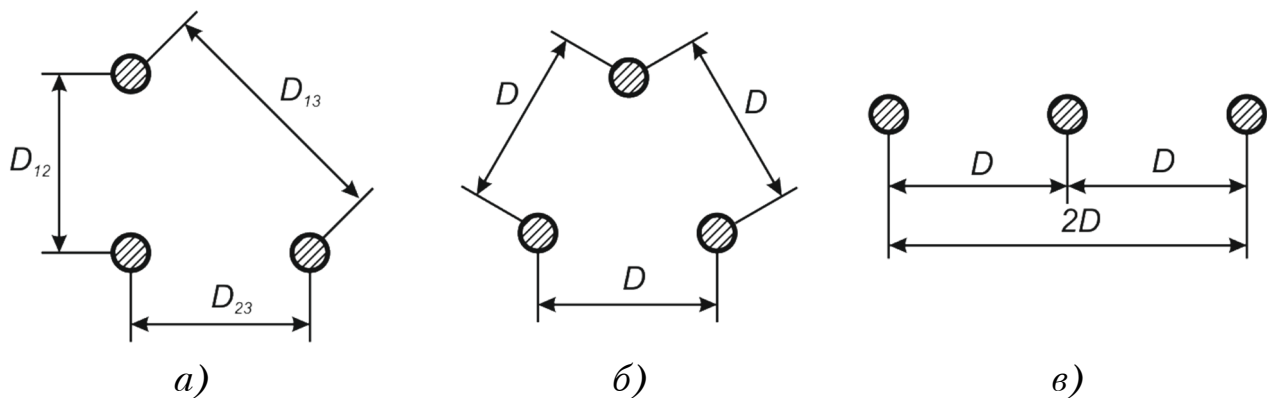


Рис. 2.17. Схеми розташування фазних проводів на опорах повітряних ліній електропередачі

За горизонтального розташування фазних проводів на опорах лінії електропередачі (рис. 2.17 в) отримуємо

$$D_{\text{ст}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = D \cdot \sqrt[3]{2} \approx 1,26D$$

Конструктивне виконання повітряних ліній електропередачі в основному визначається умовами забезпечення припустимих значень напруженості електричного поля навколо фазних проводів ліній з метою обмеження втрат енергії на корону. Це визначає майже сталі значення геометричного фактору – відношення $\frac{D_{\text{ст}}}{R_e}$ – в повітряних лініях різних класів

номінальної напруги і, як наслідок, вузький діапазон значень погонного індуктивного опору повітряних ліній 35–750 кВ в межах 0,32–0,44 Ом/км. Зменшення погонного індуктивного опору повітряних ліній вищих класів номінальної напруги визначається економічною недоцільністю повного обмеження втрат енергії на іонізацію повітря вздовж фазних проводів лінії.

Вираз (2.5) для визначення погонного індуктивного опору лінії електропередачі передбачає суттєве перевищення відстані між фазними проводами над їх діаметрами. Це має місце лише у повітряних лініях електропередачі. Для кабельних ліній використання виразу (2.5) буде призводити до неприпустимих викривлень результатів розрахунків. Тому погонний індуктивний опір кабельних ліній електропередачі слід визначати за спеціальними довідниковими матеріалами або технічними умовами на кабельно-провідникову продукцію.

Слід пам'ятати, що відстань між фазними проводами кабельних ліній набагато менша, ніж у повітряних. Тому індуктивні опори кабельних ліній набагато менші за опори повітряних ліній і для класів номінальної напруги 6–220 кВ складають 0,07–0,2 Ом/км.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які явища визначають індуктивний опір ліній електропередачі?
2. Наведіть вирази для визначення погонних значень індуктивності та індуктивного опору прямої послідовності повітряної лінії електропередачі.
3. Чому дорівнює середньгеометрична відстань між фазними проводами повітряної лінії електропередачі, розташованими горизонтально, симетрично відносно середньої фази?
4. Наведіть умовні межі погонного індуктивного опору повітряних та кабельних ліній електропередачі різних класів номінальної напруги.
5. Поясніть сталість значень погонного індуктивного опору повітряних електропередачі різних класів номінальної напруги.
6. Поясніть суттєву різницю між індуктивними опорами повітряних та кабельних ліній електропередачі.

7. Чому вираз (2.5) для визначення погонного індуктивного опору повітряної лінії неможливо застосовувати для ліній кабельного виконання?

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 69-73; [3], стор. 65-69; [4], стор. 57-60; [6], стор. 30-31; [7], стор. 83-85; [8], стор. 132-137; [9], стор. 79-85; [10], стор. 34-35; [15], стор. 127-129; [16], стор. 127-129; [17], стор. 93-94, 108.

2.10. ЄМНІСНА ПРОВІДНІСТЬ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Поперечна ємнісна провідність лінії електропередачі визначається зарядними ємностями між фазними проводами лінії, фазними проводами та землею, грозозахисними тросами та конструктивними металевими елементами опор повітряних ліній. Цей параметр, так само, як і індуктивний опір лінії, визначається геометричними розмірами лінії.

Погонну ємність прямої послідовності повітряної лінії електропередач визначають за виразом

$$C_0 = \frac{2\pi\epsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{\text{ср}}}{R}} = \frac{24,15 \cdot 10^{-9}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R}}.$$

де $\epsilon = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – діелектрична проникність повітря.

В свою чергу погонну ємнісну провідність прямої послідовності слід визначати за формулою

$$b_0 = \omega C_0 = \frac{200\pi^2\epsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{\text{ср}}}{R}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R}}. \quad (2.7)$$

Для лінії електропередачі з розщепленими фазними проводами погонну ємнісну провідність прямої послідовності визначають за виразом

$$b_0 = \frac{200\pi^2\epsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{\text{ср}}}{R_e}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_e}}. \quad (2.8)$$

Відповідно до виразу (2.8) погонна ємнісна провідність повітряних ліній електропередач, так само, як і індуктивного опору, визначається геометричним фактором $\frac{D_{\text{ср}}}{R_e}$, який має майже сталі значення. Тому діапазон значень погонної ємнісної провідності у повітряних лініях різного конструктивного виконання різних класів номінальної напруги в межах 2,58-2,92 мкСм/км.

Прийняті допущення про розташування фазних проводів лінії електропередачі у просторі не дозволяють використовувати вираз (2.7) для визначення погонної ємнісної провідності кабельних ліній електропередачі. Для таких ліній слід користуватися довідниковими матеріалами та технічними умовами для кабельно-провідникової продукції. Загалом погонну ємнісну провідність кабельних ліній електропередачі визначають за виразом

$$b_0 = \frac{\Delta Q_0 \cdot 10^{-3}}{U_n^2},$$

де ΔQ_0 – погонна зарядна потужність кабелю, кВ·Ар/км.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які явища визначають поперечну ємнісну провідність ліній електропередачі?
2. Наведіть вираз для визначення погонної ємнісної провідності прямої послідовності повітряної лінії електропередачі.
3. Наведіть вираз для визначення погонної ємнісної провідності прямої послідовності кабельної лінії електропередачі.
4. Поясніть принципову неможливість використання виразу (2.8) для визначення погонної ємнісної провідності кабельних ліній електропередачі.

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 75-76; [3], стор. 202-207; [4], стор. 61-62; [7], стор. 86-88; [8], стор. 139-141; [9], стор. 90-94; [10], стор. 36-38; [15], стор. 131-133; [16], стор. 130; [17], стор. 94-95, 108.

ЛЕКЦІЯ 11

2.11. РІВНЯННЯ РОБОЧОГО РЕЖИМУ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Раніше отримано рівняння (2.2) для елементарної ділянки лінії, які можна подати у вигляді

$$\begin{cases} -\frac{\partial}{\partial x} \dot{U} = (r_0 + jx_0) \dot{I} = \underline{Z}_0 \dot{I}; \\ -\frac{\partial}{\partial x} \dot{I} = (g_0 + jb_0) \dot{U} = \underline{Y}_0 \dot{U}, \end{cases} \quad (2.9)$$

де $\underline{Z}_0 = r_0 + jx_0$ та $\underline{Y}_0 = g_0 + jb_0$ – повні комплексні опір та провідність ділянки лінії одиничної довжини, відповідно; r_0, g_0, x_0, b_0 – погонні параметри лінії.

Другу похідну від першого рівняння системи (2.9) можна записати у вигляді диференційного рівняння

$$\frac{\partial^2}{\partial x^2} \dot{U} = (r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0) \dot{U}, \quad (2.10)$$

розв'язання якого має вигляд

$$\dot{U} = \underline{A}_1 e^{-\gamma_0 x} + \underline{A}_2 e^{\gamma_0 x}, \quad (2.11)$$

де \underline{A}_1 и \underline{A}_2 – сталі інтегрування; $\gamma_0 = \sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)}$ – корінь характеристичного рівняння (2.10). В теорії передавання електричної енергії параметр γ_0 називають характеристикою поширення електромагнітної хвилі вздовж довжини лінії.

З першого рівняння системи (2.9) маємо

$$\dot{I} = -\frac{1}{r_0 + jx_0} \frac{\partial}{\partial x} \dot{U} = \frac{\gamma_0}{r_0 + jx_0} (\underline{A}_1 e^{-\gamma_0 l} - \underline{A}_2 e^{\gamma_0 l}) = \frac{1}{\underline{Z}_{\text{XB}}} (\underline{A}_1 e^{-\gamma_0 l} - \underline{A}_2 e^{\gamma_0 l}),$$

де $\underline{Z}_{\text{XB}} = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}}$ – хвильовий опір лінії електропередачі.

Таким чином, розподіл напруги та струму вздовж лінії електропередачі відбивають рівняння вигляду

$$\begin{cases} \dot{U}(x) = \underline{A}_1 e^{-\gamma_0 x} + \underline{A}_2 e^{\gamma_0 x}; \\ \dot{I}(x) = \frac{1}{\underline{Z}_{\text{XB}}} (\underline{A}_1 e^{-\gamma_0 x} - \underline{A}_2 e^{\gamma_0 x}). \end{cases} \quad (2.12)$$

Аналіз системи рівнянь (2.12) свідчить, що режим розподілу напруги та струму вздовж довжини лінії можна розглядати як результат накладання двох режимів – падаючої та відбитої хвиль напруги та струму.

Значення постійних інтегрування системи рівнянь (2.12) визначають із граничних умов початку лінії ($x = 0$):

$$\begin{aligned} \underline{A}_1 + \underline{A}_2 &= \dot{U}_1; \\ \underline{A}_1 - \underline{A}_2 &= \dot{I}_1 \underline{Z}_{\text{XB}}. \end{aligned}$$

Звідки

$$\begin{aligned} \underline{A}_1 &= \frac{1}{2} (\dot{U}_1 + \dot{I}_1 \underline{Z}_{\text{XB}}); \\ \underline{A}_2 &= \frac{1}{2} (\dot{U}_1 - \dot{I}_1 \underline{Z}_{\text{XB}}), \end{aligned}$$

а рівняння (2.12) набувають вигляду:

$$\begin{cases} \dot{U}(x) = \frac{1}{2}(\dot{U}_1 + \dot{I}_1 \underline{Z}_{\text{XB}}) e^{-\underline{\gamma}_0 x} + \frac{1}{2}(\dot{U}_1 - \dot{I}_1 \underline{Z}_{\text{XB}}) e^{\underline{\gamma}_0 x}; \\ \dot{I}(x) \underline{Z}_{\text{XB}} = \frac{1}{2}(\dot{U}_1 + \dot{I}_1 \underline{Z}_{\text{XB}}) e^{-\underline{\gamma}_0 x} - \frac{1}{2}(\dot{U}_1 - \dot{I}_1 \underline{Z}_{\text{XB}}) e^{\underline{\gamma}_0 x}, \end{cases}$$

або

$$\begin{cases} \dot{U}(x) = \text{ch}(\underline{\gamma}_0 x) \dot{U}_1 - \underline{Z}_{\text{XB}} \text{sh}(\underline{\gamma}_0 x) \dot{I}_1; \\ \dot{I}(x) = -\frac{1}{\underline{Z}_{\text{XB}}} \text{sh}(\underline{\gamma}_0 x) \dot{U}_1 + \text{ch}(\underline{\gamma}_0 x) \dot{I}_1. \end{cases} \quad (2.13)$$

Підстановка в рівняння (2.13) значення довжини лінії дозволяє отримати співвідношення між режимними параметрами на початку та наприкінці лінії:

$$\begin{cases} \dot{U}_2 = \text{ch}(\underline{\gamma}_0 l) \dot{U}_1 - \underline{Z}_{\text{XB}} \text{sh}(\underline{\gamma}_0 l) \dot{I}_1; \\ \dot{I}_2 = -\frac{1}{\underline{Z}_{\text{XB}}} \text{sh}(\underline{\gamma}_0 l) \dot{U}_1 + \text{ch}(\underline{\gamma}_0 l) \dot{I}_1, \end{cases} \quad (2.14)$$

де l – довжина лінії електропередачі.

Співвідношення, аналогічні (2.13) можна отримати також і для граничних умов кінця лінії електропередачі. Тут відстані вздовж довжини лінії зручніше відраховувати від кінця лінії:

$$\begin{cases} \dot{U}(x) = \text{ch}(\underline{\gamma}_0 x) \dot{U}_2 + \underline{Z}_{\text{XB}} \text{sh}(\underline{\gamma}_0 x) \dot{I}_2; \\ \dot{I}(x) = \frac{1}{\underline{Z}_{\text{XB}}} \text{sh}(\underline{\gamma}_0 x) \dot{U}_2 + \text{ch}(\underline{\gamma}_0 x) \dot{I}_2. \end{cases}$$

Для всієї лінії отримуємо:

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = \text{ch}(\underline{\gamma}_0 l) \dot{U}_2 + \underline{Z}_{\text{XB}} \text{sh}(\underline{\gamma}_0 l) \dot{I}_2; \\ \dot{I}_1 = \frac{\dot{U}_2}{\underline{Z}_{\text{XB}}} \text{sh}(\underline{\gamma}_0 l) + \text{ch}(\underline{\gamma}_0 l) \dot{I}_2. \end{cases}$$

Для відносно коротких ліній, наприклад, для повітряних ліній довжиною до 300 км, справедливі співвідношення

$$\begin{aligned} \underline{\gamma}_0 l &\approx 0; \\ \text{ch}(\underline{\gamma}_0 l) &\approx 1; \\ \text{sh}(\underline{\gamma}_0 l) &\approx \underline{\gamma}_0 l. \end{aligned}$$

Тоді, наприклад, система рівнянь (2.14) набуває вигляду:

$$\begin{cases} \dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \underline{Z}_{\text{XB}} \gamma_0 l \cdot \dot{I}_1 = \dot{U}_1 - \dot{I}_1 \underline{Z}; \\ \dot{I}_2 = -\frac{\gamma_0 l}{\underline{Z}_{\text{XB}}} \dot{U}_1 + \dot{I}_1 = \dot{I}_1 - \dot{U}_1 \underline{Y}. \end{cases}$$

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Дайте визначення характеристики поширення електромагнітної хвилі вздовж довжини лінії.
2. Дайте визначення хвильового опору лінії електропередачі.
3. Поясніть положення про суперпозицію падаючої та відбитої електромагнітних хвиль в лінії електропередачі.
4. Наведіть вирази розподілу напруги та струму вздовж довжини лінії за умовами початку та кінця.
5. Поясніть можливість спрощення математичних моделей повітряних ліній електропередачі довжиною до 300 км.

ЛІТЕРАТУРА

[5], стор. 324-327; [10], стор. 15-30; [12], стор. 21-25; [13], стор. 24-27; [16], стор. 65-72; [17], стор. 78-83.

2.12. ОДНОЛІНІЙНІ СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЗІ ЗОСЕРЕДЖЕНИМИ ПАРАМЕТРАМИ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Для аналізу процесів передавання електричної енергії по лініям електропередачі зручно використовувати схеми заміщення із зосередженими параметрами. Для ліній електропередачі зазвичай використовують однолінійні симетричні П-подібні схеми заміщення, представлені на рис. 2.18. Така схема містить позовжню гілку активного та індуктивного опорів та дві однакові поперечні гілки активної та ємнісної провідності, рознесені по кінцях схеми.

Для симетричної П-подібної схеми заміщення лінії електропередачі можна записати співвідношення між режимними параметрами на початку та наприкінці лінії:

$$\begin{cases} \dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \left(\dot{I}_1 - \dot{U}_1 \frac{Y_{\text{ш}}}{2} \right) \underline{Z}_{\text{л}} = \dot{U}_1 \left(1 + \frac{Y_{\text{ш}} \underline{Z}_{\text{л}}}{2} \right) - \dot{I}_1 \underline{Z}_{\text{л}}; \\ \dot{I}_2 = \dot{I}_1 - \dot{U}_1 \frac{Y_{\text{ш}}}{2} - \dot{U}_2 \frac{Y_{\text{ш}}}{2} = -\dot{U}_1 \frac{Y_{\text{ш}}}{2} \left(1 + \frac{Y_{\text{ш}} \underline{Z}_{\text{л}}}{2} \right) + \dot{I}_1 \left(1 + \frac{Y_{\text{ш}} \underline{Z}_{\text{л}}}{2} \right). \end{cases} \quad (2.15)$$

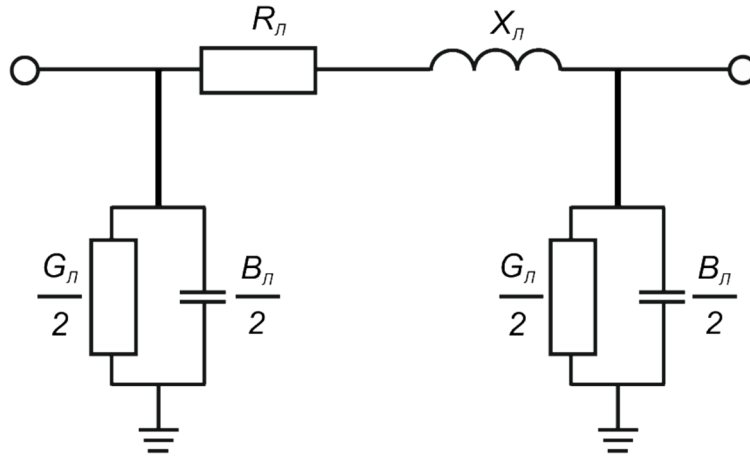


Рис. 2.18. Однолінійна симетрична П-одібна схема заміщення лінії електропередачі

Зіставлення рівнянь (2.15) та (2.14) дозволяє зробити наступні висновки про параметри схеми заміщення лінії:

$$\begin{cases} \underline{Z}_л = \underline{Z}_{xb} \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 l); \\ 1 + \frac{\underline{Y}_л \underline{Z}_л}{2} = \operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 l), \end{cases}$$

або

$$\begin{aligned} \underline{Z}_л &= \underline{Z}_b \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 l) = \sqrt{\frac{\underline{Z}_0 l}{\underline{Y}_0 l}} \sqrt{\frac{\underline{Z}_0 l}{\underline{Z}_0 l}} \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 l) = \underline{Z}_0 l \frac{\operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 l)}{\underline{\gamma}_0 l}; \\ \underline{Y}_л &= \frac{2(\operatorname{ch}(\underline{\gamma}_0 l) - 1)}{\underline{Z}_b \operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 l)} = \frac{2 \cdot 2 \operatorname{sh}^2\left(\frac{\underline{\gamma}_0 l}{2}\right)}{2 \underline{Z}_{xb} \operatorname{sh}\left(\frac{\underline{\gamma}_0 l}{2}\right) \operatorname{ch}\left(\frac{\underline{\gamma}_0 l}{2}\right)} = \frac{2 \operatorname{th}\left(\frac{\underline{\gamma}_0 l}{2}\right)}{\underline{Z}_{xb}} = \\ &= \frac{2 \operatorname{th}\left(\frac{\underline{\gamma}_0 l}{2}\right)}{\sqrt{\frac{\underline{Z}_0 l}{\underline{Y}_0 l}} \sqrt{\frac{\underline{Y}_0 l}{\underline{Y}_0 l}}} = \underline{Y}_0 l \frac{\operatorname{th}\left(\frac{\underline{\gamma}_0 l}{2}\right)}{\frac{\underline{\gamma}_0 l}{2}}. \end{aligned} \quad (2.16)$$

Аналіз виразів (2.16) свідчить про те, що параметри схеми заміщення лінії електропередачі дещо відрізняються від її реальних параметрів, отриманих шляхом множення погонних параметрів на довжину лінії. Це пояснюється обмеженістю швидкості розповсюдження електромагнітної хвилі вздовж лінії електропередачі, внаслідок чого вектори напруги та струму наприкінці лінії відстають по фазі від тих самих характеристик на початку лінії. Розрахункові характеристики схеми заміщення із зосередженими параметрами лінії електропередачі називають позірними параметрами лінії електропередачі.

Ступінь від'ємності дійсних та позірних параметрів ліній електропередачі визначають коефіцієнти Кенелі:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_l &= \underline{Z}_0 l K_Z; & K_Z &= \frac{\operatorname{sh}(\underline{\gamma}_0 l)}{\underline{\gamma}_0 l}; \\ \underline{Y}_l &= \underline{Y}_0 l K_Y; & K_Y &= \frac{\operatorname{th}\left(\frac{\underline{\gamma}_0 l}{2}\right)}{\frac{\underline{\gamma}_0 l}{2}}. \end{aligned} \quad (2.17)$$

Аналіз виразів (2.17) свідчить про те, що для визначення позірних параметрів схеми заміщення лінії електропередачі необхідно погонні параметри лінії помножити на її довжину і на поправкові коефіцієнти Кенелі.

Для відносно коротких ліній електропередачі, наприклад, для повітряних ліній довжиною до 300 км та для кабельних ліній довжиною до 50 км, зміною позірних параметрів ліній щодо їх дійсних значень можна знехтувати.

Дійсно, для відносно коротких ліній добуток $\underline{\gamma}_0 l \approx 0$, а

$$\lim_{x \rightarrow 0} \frac{\operatorname{sh}(x)}{x} = 1; \quad \lim_{x \rightarrow 0} \frac{\operatorname{th}(x)}{x} = 1.$$

Тому поправкові коефіцієнти Кенелі близькі до одиниці, а позірні параметри ліній співпадають із реальними.

Навпаки, для досить довгих ліній електропередачі (дальніх електропередач) позірні параметри лінії суттєво відрізняються від реальних. Збільшення довжини лінії призводить не лише до зміни позірних параметрів за величиною, але й до зміни характеру цих параметрів. Зокрема, збільшення довжини лінії призводить до зміни поздовжнього активного опору на від'ємне, поздовжнього індуктивного опору – на ємнісний, а поперечної ємнісної провідності – на індуктивну.

Зміну позірних параметрів дальньої лінії електропередачі наведено на рис. 2.19. Відповідно до цього можливі чотири види однолінійних схем заміщення дальніх електропередач, наведених на рис. 2.20.

Для відносно коротких ліній розрахункові позірні параметри близькі до реальних. Для таких ліній параметри схем заміщення визначають за виразами:

$$\begin{aligned} R_l &= r_0 l; & B_l &= b_0 l; \\ X_l &= x_0 l; & G_l &= g_0 l. \end{aligned}$$

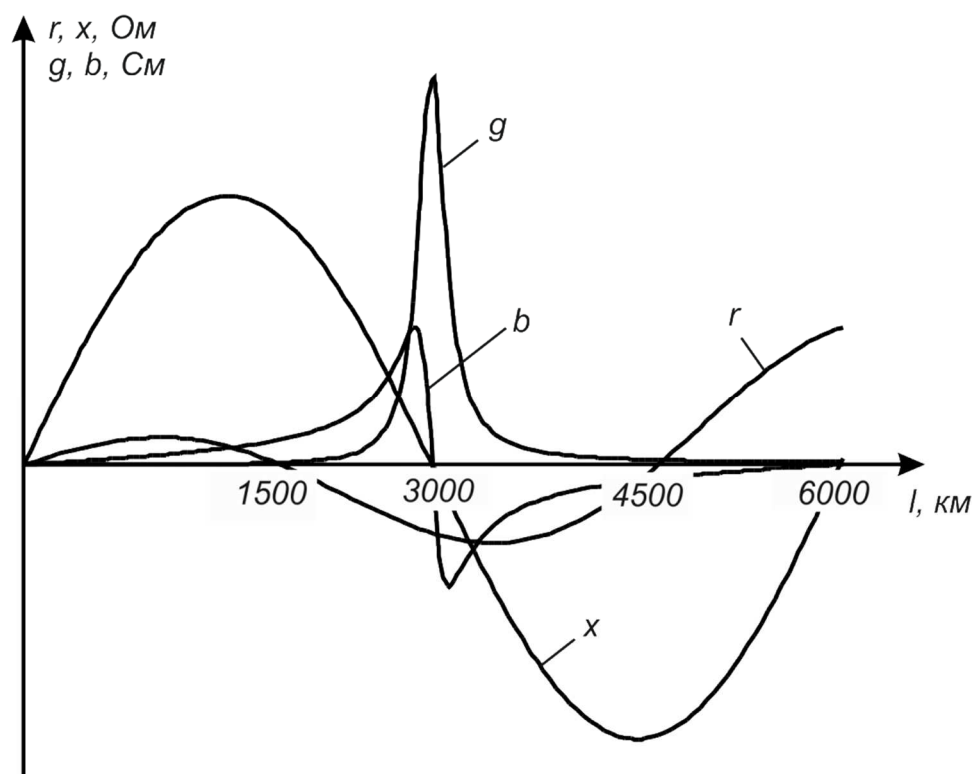


Рис. 2.19. Зміна позірних параметрів дальньої електропередачі при збільшенні її довжини

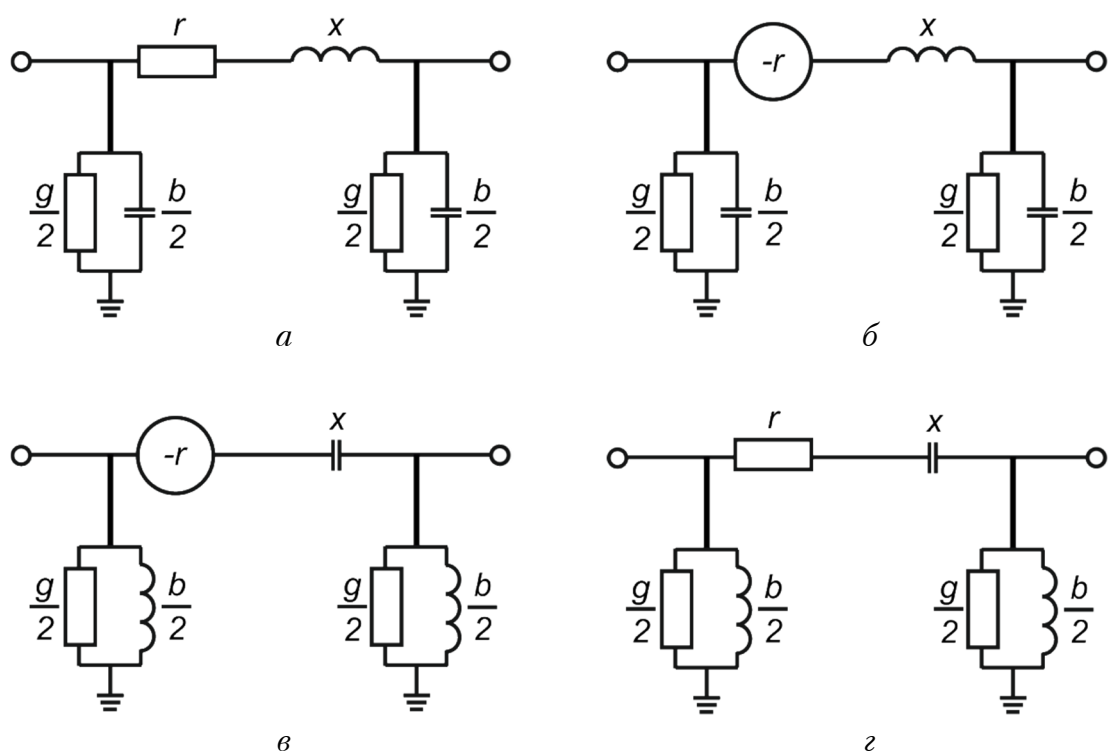


Рис. 2.20. Можливі однолінійні схеми заміщення дальніх ліній електропередачі

В деяких випадках аналізу режимів ліній електропередачі симетричну П-подібну схему заміщення можна спростити. Так, наприклад, в лініях електропередачі напругою до 110 кВ включно втрати активної потужності на корону дуже малі та майже не впливають на режими лінії. В таких лініях коронуванням проводів можна знехтувати та умовно вважати, що схеми заміщення містять лише ємнісні поперечні елементи (див. рис. 2.21 а), або додаткові фіктивні навантаження, які дорівнюють половинам зарядної потужності лінії $Q_{\text{зар}} = b_{\text{л}} U_{\text{н}}^2$, прикладені на початку та наприкінці ділянки (див. рис. 2.21 б). Для ліній електропередачі напругою до 35 кВ включно додатково можна знехтувати ємнісними зарядними струмами витоку. Для таких ліній схема заміщення містить лише позовжні активний та індуктивний опори (див. рис. 2.21 в). Для кабельних ліній електропередачі відносно малих перерізів погонний індуктивний опір набагато менший їх активного опору ($x_0 \ll r_0$). Це дозволяє реалізувати аналіз таких ліній електропередачі з урахуванням лише активних опорів (див. рис. 2.21 г).

Для розв'язання деяких електротехнічних задач, наприклад, для розрахунків струмів короткого замкнення, оцінювання статичної сталості паралельної роботи енергосистем тощо, схеми заміщення ліній можна спростити з урахуванням того, що індуктивні опори повітряних ліній електропередачі великих перерізів суттєво перевищують активні опори. Тут розрахункові схеми заміщення містять лише позовжні індуктивні елементи (див. рис. 2.21 д).

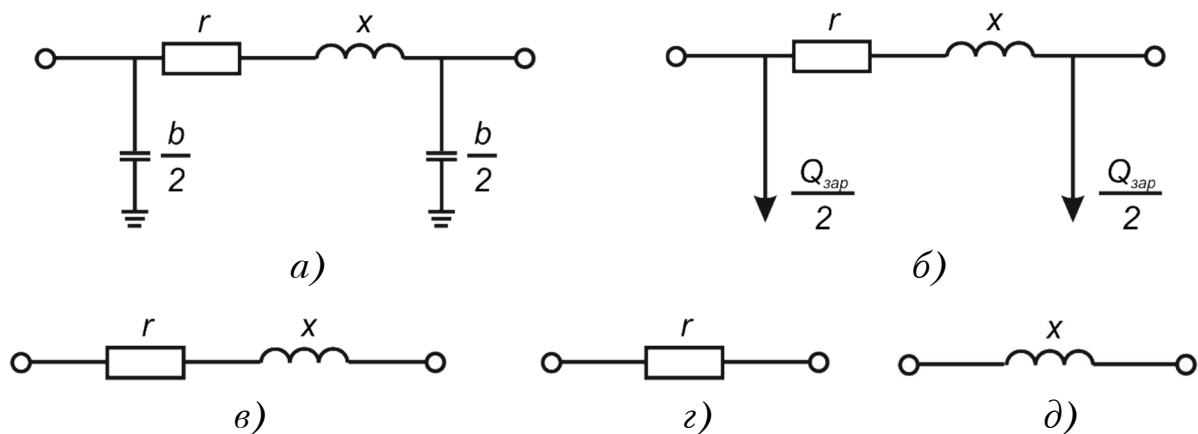


Рис. 2.21. Спрощені схеми заміщення ліній електропередачі

Розглянуті схеми заміщення із зосередженими параметрами дозволяють із достатньою інженерною точністю відбити співвідношення між режимними параметрами на початку та наприкінці лінії. Разом з тим, такі схеми заміщення не дозволяють проаналізувати процеси передавання електричної енергії безпосередньо в самій лінії.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть симетричну П-подібну схему заміщення лінії електропередачі.
2. Поясніть фізичний зміст відмінності реальних та позірних параметрів ліній електропередач.
3. Наведіть визначення та вирази для розрахунку коефіцієнтів Кенелі.
4. Наведіть спрощені схеми заміщення ліній електропередачі та поясніть умови спрощень.

ЛІТЕРАТУРА

[5], стор. 54-58; [6], стор. 33-35; [7], стор. 88-90; [10], стор. 22-32; [12], стор. 53-61; [13], стор. 59-69; [15], стор. 133-134; [16], стор. 65-77, 131-135; [17], стор. 83-91, 111-115.

ЛЕКЦІЯ 12

2.13. ВЕКТОРНА ДІАГРАМА РОБОЧОГО РЕЖИМУ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Розглянемо найпростішу електричну систему, яка складається з одичного навантаження, яке отримує живлення від джерела через лінію електропередачі. Розрахункова схема такої системи представлена на рис. 2.22. Така схема базується на симетричній П-подібній схемі заміщення лінії електропередач. Тут джерело живлення представлено джерелом напруги, а навантаження – джерелом струму.

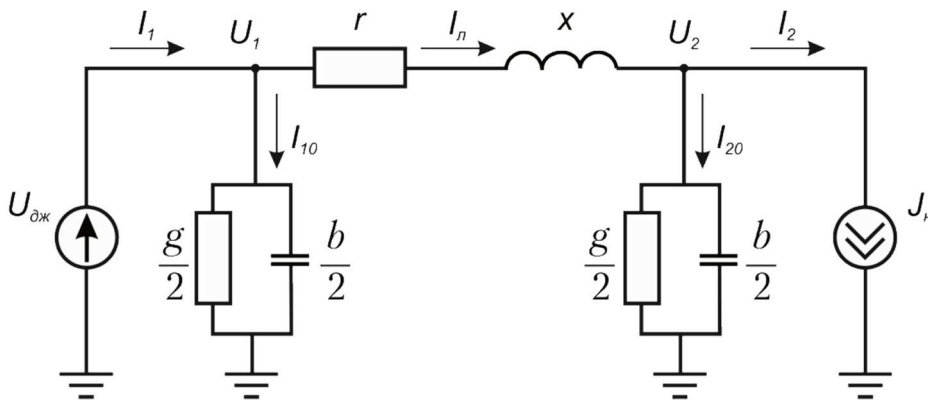


Рис. 2.22. Розрахункова схема найпростішої електричної системи

Нехай для робочого режиму лінії електропередачі відомі напруга та струм на шинах навантаження, тобто наприкінці лінії. Позначимо струм наприкінці лінії вектором \dot{I}_2 , а напругу – вектором \dot{U}_2 .

Розрахунок робочого режиму лінії електропередачі та побудову векторної діаграми напруг та струмів виконують в наступній послідовності.

Вважають, що фазовий кут вектора напруги наприкінці лінії дорівнює нулю. Це означає, що на діаграмі вектор напруги наприкінці лінії співпадає з віссю дійсних величин (див. рис. 2.23).

Типове електричне навантаження носить активно-індуктивний характер. Це визначає відставання вектору струму наприкінці лінії від вектора напруги.

Струм витоку через контур поперечної провідності наприкінці схеми заміщення лінії електропередачі визначають за виразом

$$\dot{I}_{20} = \dot{U}_2 \frac{1}{2}(g + jb). \quad (2.18)$$

Відповідно до виразу (2.18) струм витоку наприкінці схеми заміщення лінії містить дві складові – активну та ємнісну, які визначаються напругою наприкінці лінії відповідно до виразів

$$\begin{aligned} I'_{20} &= U_2 \frac{g}{2}; \\ I''_{20} &= jU_2 \frac{b}{2}; \\ \dot{I}_{20} &= I'_{20} + jI''_{20}, \end{aligned}$$

де I'_{20} – струм витоку через активну поперечну провідність; I''_{20} – струм витоку через ємнісну поперечну провідність (зарядний струм лінії); \dot{I}_{20} – повний струм витоку через контур поперечної провідності наприкінці П-подібної схеми заміщення лінії електропередачі.

Очевидно, що перша складова струму витоку співпадає по фазі з вектором напруги наприкінці лінії, а друга складова випереджає вектор напруги на 90° . Повний струм витоку визначається геометричною сумою зазначених складових.

За першим законом Кірхгофа струм на поздовжній ділянці схеми заміщення лінії визначають за виразом

$$\dot{I}_л = \dot{I}_2 + \dot{I}_{20}. \quad (2.19)$$

Для визначення струму на поздовжній ділянці схеми заміщення лінії електропередачі відповідно до першого закону Кірхгофа знайти геометричну суму векторів струму наприкінці лінії та струму витоку через контур поперечної провідності наприкінці заміщення лінії за виразом (2.19). Для цього на діаграмі необхідно з кінця вектора струму на початку лінії побудувати складові вектору струму витоку в контурі поперечної провідності на початку схеми заміщення лінії електропередач. Вектор між точкою початку координат і кінцем вектору струму витоку являє собою вектор струму на поздовжній ділянці схеми заміщення лінії.

Падіння напруги на поздовжній ділянці схеми заміщення лінії електропередачі визначають за законом Ома за виразом

$$\Delta \dot{U} = \dot{I}_n (r + jx). \quad (2.20)$$

Відповідно до виразу (2.20) падіння напруги на поздовжній ділянці має дві складові

$$\begin{aligned} \Delta U' &= \dot{I}_{12} r; \\ \Delta U'' &= j \dot{I}_{12} x; \\ \Delta \dot{U} &= \Delta U' + j \Delta U'', \end{aligned}$$

де $\Delta U'$ – падіння напруги на активному опорі схеми заміщення; $\Delta U''$ – падіння напруги на індуктивному опорі; $\Delta \dot{U}$ – повний вектор падіння напруги.

Очевидно, що перша складова падіння напруги співпадає по фазі з вектором струму на поздовжній ділянці, а друга складова випереджає вектор струму на 90° . Повний вектор падіння напруги визначається геометричною сумою зазначених складових.

Напругу на шинах пункту навантаження визначають за виразом

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta \dot{U}. \quad (2.21)$$

Для отримання вектора напруги на початку лінії відповідно до виразу (2.21) необхідно знайти геометричну суму векторів напруги наприкінці лінії та падіння напруги на поздовжній ділянці схеми заміщення. Для цього на векторній діаграмі необхідно з кінця вектора напруги на початку лінії побудувати складові вектору падіння напруги. Вектор між точкою початку координат і кінцем вектору падіння напруги являє собою вектор напруги на початку схеми заміщення лінії.

Струм витоку через контур поперечної провідності на початку схеми заміщення лінії електропередачі визначають за виразом, аналогічним (2.19)

$$\dot{I}_{10} = \dot{U}_1 \frac{1}{2} (g + jb). \quad (2.22)$$

Струм витоку на початку лінії відповідно до виразу (2.22) містить дві складові – активну та ємнісну, які визначаються напругою наприкінці лінії відповідно до виразів

$$\begin{aligned} I'_{10} &= \dot{U}_1 \frac{g}{2}; \\ I''_{10} &= j \dot{U}_1 \frac{b}{2}; \\ \dot{I}_1 &= I'_{10} + j I''_{10}, \end{aligned}$$

де I'_{10} – струм витоку через активну поперечну провідність; I''_{10} – струм витоку через ємнісну поперечну провідність (зарядний струм лінії); \dot{I}_{10} –

повний струм витоку через контур поперечної провідності на початку П-подібної схеми заміщення лінії електропередачі.

Очевидно, що перша складова струму витоку співпадає по фазі з вектором напруги на початку лінії, а друга складова випереджає вектор напруги на 90° . Повний струм витоку визначається геометричною сумою зазначених складових.

Струм джерела живлення визначають за першим законом Кірхгофа, записаним для вузла на початку схеми заміщення лінії:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{12} + \dot{I}_{10}. \quad (2.23)$$

Для визначення вектору струму джерела живлення необхідно за виразом (2.23) знайти геометричну суму векторів струму на поздовжній ділянці схеми заміщення лінії та струму витоку через контур поперечної провідності на початку схеми заміщення. Для цього на діаграмі необхідно з кінця вектора струму на поздовжній ділянці побудувати складові вектору струму витоку в контурі поперечної провідності наприкінці схеми заміщення лінії електропередач. Вектор між точкою початку координат і кінцем вектору струму витоку являє собою шуканий вектор струму джерела живлення на початку лінії.

Векторну діаграму напруг та струмів робочого режиму лінії електропередачі за умовами кінця, представлено на рис. 2.23.

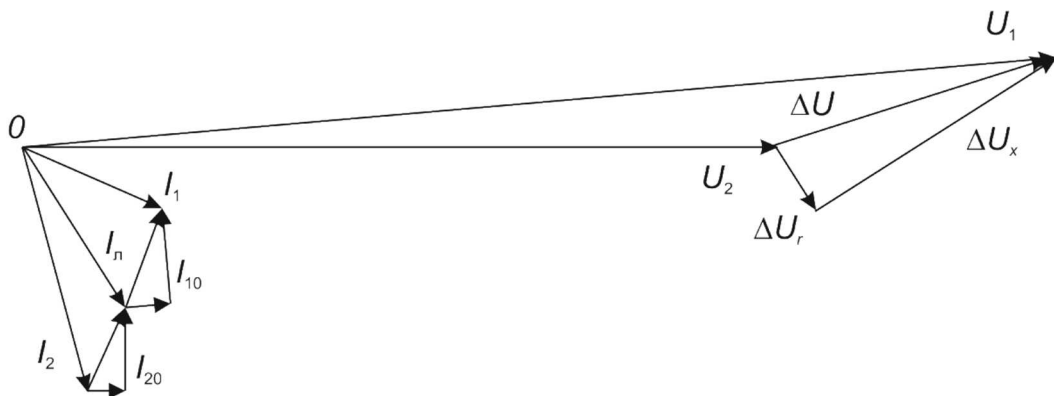


Рис. 2.23. Векторна діаграма напруг та струмів лінії електропередачі за умовами кінця

Аналогічним чином можна реалізувати розрахунок робочого режиму лінії електропередач за умовами початку. Різниця полягає у послідовності розрахунків та у знаках при векторах струмів витоку та падіння напруги під час проходження вздовж схеми заміщення лінії у виразах (2.19), (2.21) та (2.23). Дійсно, в задачі за умовами початку під час проходження вздовж схеми від початку до її кінця струми витоку та падіння напруги слід враховувати з від'ємним знаком, на відміну від задачі за умовами кінця, де під час проходження вздовж схеми від кінця до її початку струми витоку та падіння напруги враховують з додатним знаком. Таке положення пояснюється міркуваннями з елементарної логіки про передавання електричної енергії по лінії та пов'язані втрати енергії.

Векторна діаграма напруг та струмів робочого режиму лінії за умовами початку представлена на рис. 2.24.

Тут вектор напруги на початку лінії суміщають з віссю дійсних чисел, що відповідає нульовому значенню фазового кута відповідного вектора напруги.

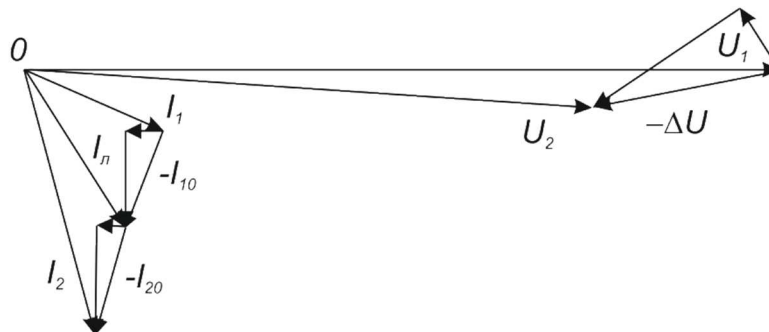


Рис. 2.24. Векторна діаграма напруг та струмів лінії електропередачі за умовами початку

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть послідовність розрахунків робочого режиму лінії електропередачі за умовами початку та кінця.
2. Наведіть послідовність побудови векторних діаграм напруг та струмів робочого режиму лінії електропередачі за умовами початку та кінця.

ЛІТЕРАТУРА

- [3], стор. 207-211; [5], стор. 99-103; [6], стор. 60-62; [7], стор. 106-109; [9], стор. 266-271; [10], стор. 89-98; [11], стор. 60-69; [14], стор. 77-80; [15], стор. 179-181; [16], стор. 77-78; [17], стор. 115-118.

РОЗДІЛ 3. СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ ТА АВТОТРАНСФОРМАТОРИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

ЛЕКЦІЯ 13

3.1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Сучасні електричні системи складаються з електричних мереж різних класів номінальної напруги, поєднаних на паралельну роботу за допомогою силових трансформаторів, які разом з лініями електропередач є базовими елементами електричних мереж.

Силовий трансформатор являє собою електротехнічний пристрій, призначений для перетворення електричної енергії між різними класами номінальної напруги та поєднання на паралельну роботу електричних мереж різних класів номінальної напруги.

Загальний вигляд силового трансформатора наведено на рис. 3.1.



Рис. 3.1. Силовий трансформатор 110/10 кВ

Основними елементами силового трансформатора є обмотки з ізолюваного алюмінієвого або мідного проводу, намотані на магнітопровід з електротехнічної сталі. Обмотки та магнітопровід утворюють активну частину трансформатора, схематично представлену на рис. 3.2.

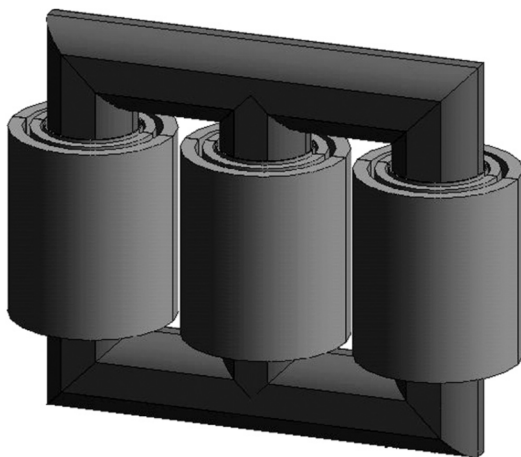


Рис. 3.2. Активна частина силового трифазного трансформатора

Активну частину трансформатора поміщують у металевий бак, заповнений трансформаторним маслом. Вводи до обмоток здійснюють через ізолятори.

Робота силових трансформаторів супроводжується виділенням великих обсягів тепла через нагрівання обмоток та магнітопроводу. Вивід теплової енергії з баку трансформатора здійснюється за допомогою радіаторів, закріплених на баку. Зміну об'єму масла внаслідок зміни його температури сприймає розширювач.

Живлячу обмотку трансформатора називають первинною, а обмотку з боку споживача – вторинною.

За конструктивним виконанням розрізняють однофазні та трифазні силові трансформатори. В трифазних трансформаторах первинні та вторинні обмотки всіх трьох фаз розміщені на єдиному магнітопроводі, як показано на рис. 3.2.

Також розрізняють двообмоткові та триобмоткові трансформатори. Триобмоткові трансформатори призначені для поєднання на паралельну роботу електричні мережі трьох різних класів номінальної напруги. Такі агрегати містять по дві вторинні обмотки різних класів номінальної напруги в кожній фазі, розташовані разом з первинною обмоткою на єдиному магнітопроводі.

В принципі є можливість виконання чотириобмоткових трансформаторів та більше. Такі апарати є унікальними, виконуються за спеціальними замовленнями відповідно до конкретних умов функціонування.

Конструктивне виконання деяких триобмоткових трансформаторів передбачає виконання вторинних обмоток з однаковою номінальною напругою. Такі агрегати називають трансформаторами з розщепленими обмотками. За допомогою таких трансформаторів можна організувати жив-

лення електричних мереж від двох генераторів, або роздільне живлення секцій розподільчих пристроїв споживацьких підстанцій. Використання трансформаторів із розщепленими обмотками дозволяє суттєво обмежити струми короткого замкнення без встановлення додаткових струмообмежувальних реакторів, оскільки опір кожної з розщеплених обмоток приблизно у два рази перевищує опір нерозщепленої обмотки двообмоткового трансформатора тієї ж потужності.

В електричних мережах вищих класів номінальної напруги, особливо надвисокої номінальної напруги, часто використовують силові автотрансформатори. На рис. 3.3 представлено однофазний силовий автотрансформатор 750/330 кВ, встановлений на Запорізькій підстанції 750 кВ.



Рис. 3.3. Силовий автотрансформатор 750/330 кВ

Особливість конструктивного виконання автотрансформаторів полягає в наявності гальванічного зв'язку між обмотками за рахунок того, що вторинна обмотка є частиною первинної обмотки, як схематично представлено на рис. 3.4.

Частину обмотки автотрансформатора, яка є спільною для поєднуваних електричних мереж різних класів номінальної напруги називають загальною обмоткою. Наявність загальної обмотки дозволяє суттєво покращити масо-габаритні та техніко-економічні показники автотрансформаторів порівняно з силовими двообмотковими трансформаторами. Зазначимо, що через обмеження масо-габаритних показників трансформаторів в електричних мережах надвисокої номінальної напруги можливо використання лише автотрансформаторів.

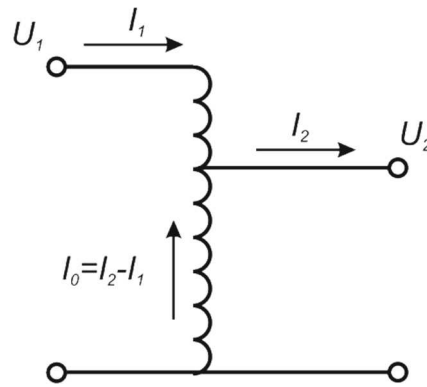


Рис. 3.4. Принципова схема автотрансформатора

Однією з основних характеристик силових трансформаторів є їх *коефіцієнт трансформації*, який чисельно дорівнює відношенню кількостей витків первинної та вторинної обмоток відповідно

$$k_{\tau} = \frac{W_1}{W_2}.$$

Якщо знехтувати падіннями напруги на обмотках трансформатора, то умовно можна вважати, що коефіцієнт трансформації дорівнює відношенню напруг на затискачах первинної та вторинної обмоток відповідно

$$k_{\tau} \approx \frac{U_1}{U_2}.$$

Сучасні конструкції силових трансформаторів дозволяють змінювати робочу кількість витків обмоток трансформатора і, таким чином, здійснювати регулювання напруги в електричній мережі, відімкненій до вторинних обмоток трансформатора. Таке регулювання може бути автоматичним за допомогою пристроїв регулювання без розриву ланцюга навантаженням (РПН) або неавтоматичним за допомогою пристрою переключення без збудження (ПБЗ). Зазначимо, що останній спосіб регулювання потребує відключення трансформатора від мережі і тому його використовують лише для сезонного регулювання напруги.

Обмотки трифазних силових трансформаторів можуть бути з'єднаними за однією з трьох можливих схем:

- 1) у зірку (позначається Y);
- 2) у зірку з виведеною нейтраллю (позначається Y₀);
- 3) у трикутник (позначається Δ).

Групою з'єднань обмоток трансформатора називають зсув за фазою кутів однойменних векторів лінійних напруг первинної та вторинної обмотки, зведений до умовного циферблату годинника. Тут вектор напруги первинної обмотки розглядають як хвилинну стрілку годинника, суміщену із цифрою 12 циферблату. Вектор напруги вторинної обмотки розглядають як годинну стрілку, яка вказує на номер групи з'єднання обмоток.

Найбільшого поширення в електричних мережах набули такі схеми та групи з'єднань обмоток двообмоткових трансформаторів:

- 1) зірка/зірка-нуль (Y/Y_0) – група 0;
- 2) зірка/трикутник (Y/Δ) – група 11;
- 3) зірка-нуль/трикутник (Y_0/Δ) – група 11.

Для триобмоткових силових трансформаторів найбільшого поширення набула схема та група з'єднань обмоток зірка-нуль/зірка/трикутник ($Y_0/Y/\Delta$) – групи 0,11.

Група 0 характеризує відсутність зсуву фазових кутів між векторами лінійних напруг первинної та вторинної обмоток. Група 11 характеризує такий зсув на 30° .

Маркіровка силових трансформаторів та автотрансформаторів складається з літеро-цифрового коду.

Перша літера А означає автотрансформатор. Силкові трансформатори не маркірують.

Друга літера означає кількість фаз:

- О – однофазний;
- Т – трифазний.

Третя літера коду Р вказує на наявність розщепленої вторинної обмотки.

Далі міститься інформація про спосіб охолодження обмоток трансформатора:

- С – охолодження природне повітряне (сухий трансформатор);
- М – охолодження природне масляне;
- Д – охолодження природне масляне з примусовою циркуляцією повітря (з дуттям);
- ДЦ – охолодження масляне з примусовою циркуляцією масла та повітря;
- МВ – охолодження масляно-водяне природне;
- МВЦ – охолодження масляно-водяне з примусовою циркуляцією масла.

Наступна літера Т вказує на триобмотковий трансформатор. Двообмоткові трансформатори не маркірують.

Наступна літера Н свідчить про наявність пристрою регулювання напруги РПН. Трансформатори, обладнані пристроями регулювання напруги ПБВ не маркірують.

Остання літера коду характеризує особливості виконання трансформатора:

- З – захищене;
- Г – герметичне;
- У – удосконалене;
- Ж – для електрифікованих залізниць;
- С – для власних потреб електростанцій.

Цифрова частина маркіровки трансформаторів включає:

- Номінальну потужність трансформатора у кіловольт-амперах;
- Номінальну напругу основного виводу живлячої обмотки у кіловольтах.

Автотрансформатори можуть працювати у реверсивному режимі, коли живляча та вторинна обмотки змінюються місцями. Тому для автотрансформаторів манкіровка включає номінальні напруги обмоток вищої та середньої напруг.

Чинні нормативні документи, зокрема ГОСТ 9680-77, регламентують шкалу номінальних потужностей силових трифазних трансформаторів. Для трансформаторів, які експлуатуються в сучасних електричних мережах така шкала складається з наступного ряду (у кіловольт-амперах):

10	—	16	—	25
100	—	160	—	250
1 000	—	1 600	—	2 500
10 000	—	16 000	—	25 000
100 000	125 000	160 000	200 000	250 000
1 000 000	1 250 000	1 600 000	2 000 000	2 500 000
—	40	—	63	—
—	400	—	630	—
3 200	4 000	—	6 300	—
32 000	40 000	—	63 000	80 000
—	400 000	500 000	630 000	800 000
3 150 000	4 000 000	5 000 000	6 300 000	8 000 000

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Дайте визначення силового трансформатора.
2. Наведіть основні конструктивні елементи силового трансформатора.
3. У чому полягає різниця у конструктивному виконанні силових трансформаторів та автотрансформаторів?
4. Що називають коефіцієнтом трансформації силових трансформаторів?
5. У чому полягає особливість конструктивного виконання силових автотрансформаторів?
6. Наведіть схеми з'єднання обмоток силових трансформаторів.
7. Наведіть принципи манкіровки силових трансформаторів.
8. Наведіть шкалу номінальних потужностей силових трансформаторів.

ЛІТЕРАТУРА

[7], стор. 61-66; [9], стор. 95-98; [11], стор. 30-32; [15], стор. 112-116.

3.2. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ МОДЕЛЮВАННЯ ДВООБМОТКОВИХ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

На рис. 3.5 наведено принципову схему двообмоткового трифазного трансформатора.

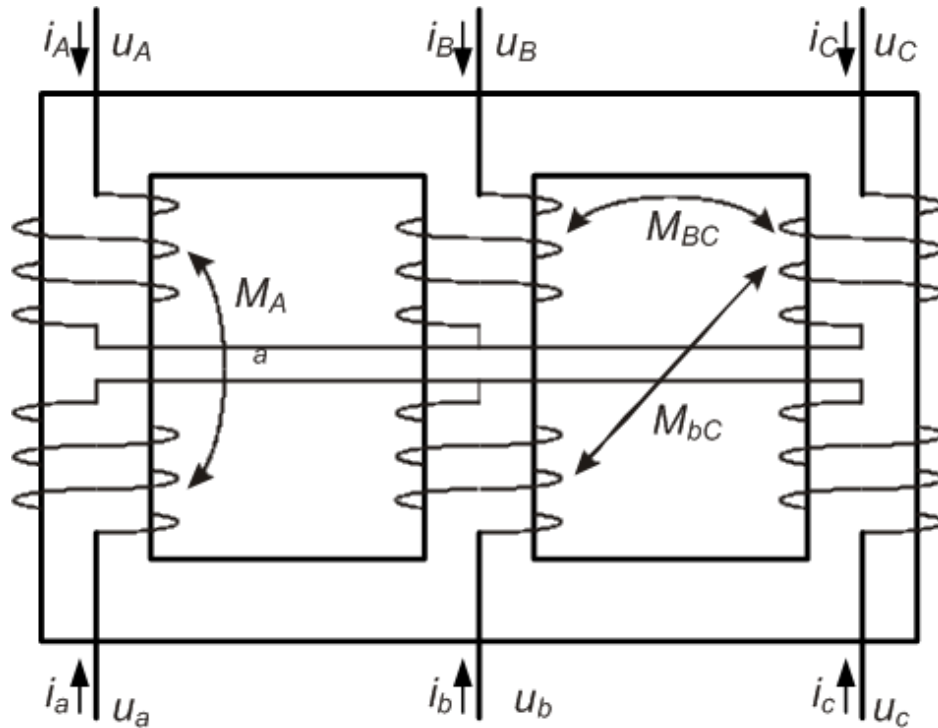


Рис. 3.5. Принципова схема трифазного двообмоткового трансформатора

Передавання електричної енергії по трансформатору базується на явищі взаємної індукції між котушками індуктивностей, утворених обмотками. На рис. 3.5 з метою запобігання нагромадження представлені лише типові взаємні індуктивності. Крім того, протікання електричного струму навантаження по обмоткам трансформатора пов'язано із виділенням великої кількості теплової енергії через нагрівання обмоток відповідно до закону Джоуля–Ленца. Такі процеси спостерігаються лише в трансформаторах, які несуть навантаження і визначаються робочими струмами в обмотках трансформатора.

Необхідно також зважати на процеси в магнітопроводі трансформатора. Тут слід враховувати перемагінчення осереддя трансформатора змінним магнітним потоком, а також втрати енергії на нагрівання осереддя та вібрацію пластин, з яких виготовлений магнітопровід. Такі процеси спостерігаються у трансформаторах, які відімкнені до електричній мережі та знаходяться під робочою напругою.

Особливість моделювання силових трансформаторів полягає у наявності магнітного контуру в тракті перетворення електричної енергії. Безпосереднє моделювання магнітного потоку в магнітопроводі пов'язано із невиправданим загромодженням математичної моделі трансформатора.

Тому на практиці зазвичай використовують підхід, який базується на принципі дуалізму електромагнітних кіл. Відповідно до нього, магнітне коло трансформатора замінюють на фіктивне еквівалентне електричне коло, яке задає такий самий вплив на режим роботи трансформатора, що й вихідне магнітне коло. Таке фіктивне еквівалентне коло називають контуром намагнічення.

Для моделювання трифазних трансформаторів виконують перетворення фазної системи координат в систему симетричних складових. Тут для кожного каналу симетричних складових використовують відповідні однолінійні схеми заміщення. Симетричному режиму електричної системи відповідає однолінійна схема заміщення прямої послідовності, режимні характеристики якої відповідають режиму фази А фазної системи координат.

Відомо, що найбільш точною схемою заміщення силового трансформатора є несиметрична Т-подібна схема, представлена на рис. 3.6. Тут поздовжні гілки моделюють первинну та вторинну обмотки трансформатора відповідно. Поперечна гілка відповідає контуру намагнічення трансформатора. На рис. 3.6 між точками 2 і 2' показано ідеальний трансформатор (без втрат).

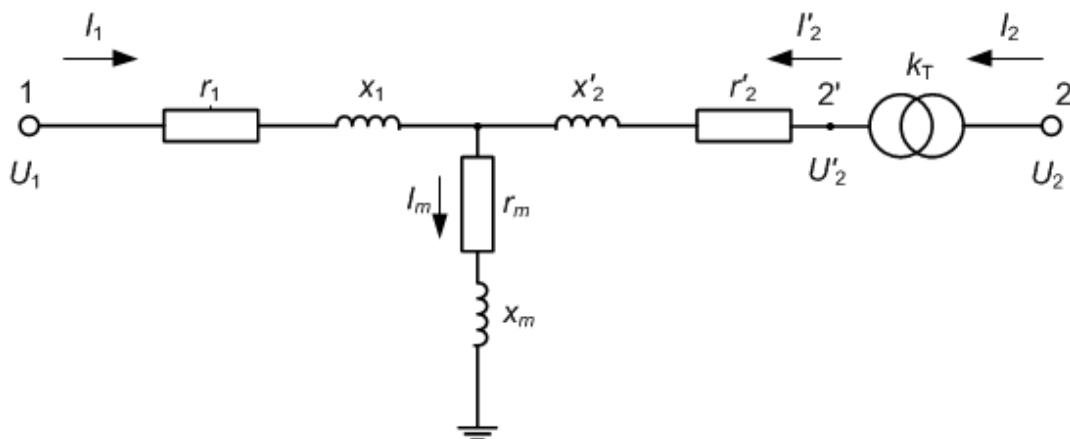


Рис. 3.6. Т-подібна схема заміщення двообмоткового силового трансформатора

Схемі заміщення силового трансформатора, представлений на рис. 3.6 відповідає система рівнянь закону Ома вигляду

$$\begin{cases} \dot{U}_1 = (r_1 + jx_1) \dot{I}_1 + (r_m + jx_m)(\dot{I}_1 + \dot{I}'_2) = (r_1 + jx_1) \dot{I}_1 + (r_m + jx_m) \dot{I}_m; \\ \dot{U}'_2 = (r'_2 + jx'_2) \dot{I}'_2 + (r_m + jx_m)(\dot{I}_1 + \dot{I}'_2) = (r'_2 + jx'_2) \dot{I}'_2 + (r_m + jx_m) \dot{I}_m, \end{cases} \quad (3.1)$$

де $I_1 + I'_2 = I_m$ – струм намагнічення трансформатора.

На рис. 3.6 та у виразах (3.1) штрихом (') представлено параметри вторинної обмотки трансформатора, зведені до номінальної напруги первинної обмотки.

Відомо, що струм намагнічення силового трансформатора є дуже малим порівняно із струмами навантаження і визначається робочою напругою на його затискачах. Це дозволяє спростити схему заміщення силового трансформатора шляхом перенесення контуру намагнічення та представити її у вигляді прямої Г-подібної схеми заміщення, представленої на рис. 3.7.

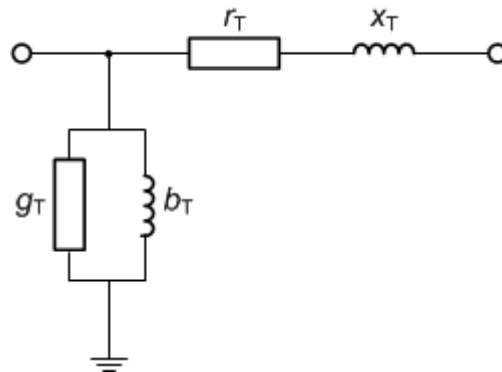


Рис. 3.7. Г-подібна схема заміщення двообмоткового силового трансформатора

На рис. 3.7 поздовжня гілка моделює увімкнуті послідовно первинну та вторинну обмотки трансформатора. Поперечна гілка представляє контур намагнічення. Поперечна гілка завжди розташована з боку живлення трансформатора.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які фізичні процеси та явища слід враховувати під час моделювання силових трансформаторів?
2. Який принцип покладено до основи моделювання магнітного кола силового трансформатора?
3. Наведіть Т-подібну схему заміщення двообмоткового силового трансформатора.
4. Наведіть рівняння математичної моделі силового трансформатора, які відповідають Т-подібній схемі заміщення.
5. Наведіть Г-подібну схему заміщення силового трансформатора.
6. Порівняйте Т- та Г-подібну схеми заміщення силового трансформатора з погляду точності моделювання фізичних процесів та явищ.

ЛІТЕРАТУРА

[3], стор. 223-228; [5], стор. 62-64; [6], стор. 36-37; [9], стор. 98-100; [10], стор. 40-41.

3.3. ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ДВООБМОТКОВИХ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Параметри Г-подібної схеми заміщення двообмоткового силового трансформатора визначають за його паспортними даними. До паспортних даних трансформаторів відносять:

- 1) номінальну потужність, виражену у кВА;
- 2) номінальні лінійні напруги первинної та вторинної обмоток трансформатора, виражені у кВ (для однофазних трансформаторів – номінальні фазні напруги);
- 3) характеристики досліду неробочого ходу трансформатора
 - втрати активної потужності в режимі неробочого ходу, виражені в кВт;
 - струм неробочого ходу, виражений у відсотках до номінального струму трансформатора;
- 4) характеристики досліду короткого замкнення трансформатора;
 - втрати активної потужності в режимі короткого замкнення, виражені в кВт;
 - напругу короткого замкнення, виражену у відсотках до номінальної напруги трансформатора.

Параметри поперечної гілки контуру намагнічення трансформатора визначають за даними досліду неробочого ходу. В такому режимі вторинні обмотки трансформатора розімкнені, а до первинних обмоток прикладають номінальну напругу. При цьому вимірюють струм первинної обмотки та втрати активної потужності.

За умови розімкненої вторинної обмотки Г-подібна схема заміщення трансформатора спрощується на набуває вигляду, представленого на рис. 3.8.

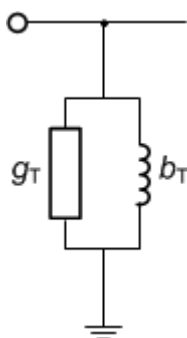


Рис. 3.8. Г-подібна схема заміщення силового трансформатора в досліді неробочого ходу

Очевидно, що в досліді неробочого ходу активна потужність витрачається лише в активній провідності:

$$\Delta P_{\text{н.х.}} = U_{\text{н}}^2 g_{\text{т}}.$$

Звідки

$$g_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{н.х.}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}, \quad (3.2)$$

де $\Delta P_{\text{н.х.}}$ – втрати активної потужності в досліді неробочого ходу; $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора.

Множник 10^{-3} у формулі (3.2) визначається тим, що паспортна величина втрат активної потужності в режимі неробочого ходу виражена в кіловатах, а номінальна напруга первинної обмотки – у кіловольтах.

Відповідно до схеми заміщення, представлений на рис. 3.8, струм неробочого ходу містить дві складові – активну та індуктивну, які визначають за виразами:

$$I'_{\text{н.х.}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} g_{\text{т}};$$

$$I''_{\text{н.х.}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} b_{\text{т}},$$

де $I'_{\text{н.х.}}$; $I''_{\text{н.х.}}$ – активна та індуктивна складові струму неробочого ходу відповідно.

У свою чергу, модуль струму неробочого ходу визначається виразом

$$I_{\text{н.х.}} = \sqrt{I'^2_{\text{н.х.}} + I''^2_{\text{н.х.}}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} \sqrt{g_{\text{т}}^2 + b_{\text{т}}^2}. \quad (3.3)$$

З іншого боку струм неробочого ходу трансформатора дорівнює

$$I_{\text{н.х.}} = \frac{i_{\text{н.х.}}}{100} I_{\text{н}} = \frac{i_{\text{н.х.}}}{100} \frac{S_{\text{т}} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}}, \quad (3.4)$$

де $I_{\text{н}}$ та $S_{\text{т}}$ – номінальний струм первинної обмотки та номінальна потужність трансформатора відповідно.

Множник 10^{-3} у виразі (3.4) враховує вираження паспортної величини номінальної потужності трансформатора у кВА.

Якщо прирівняти вирази (3.3) та (3.4), отримуємо

$$\sqrt{g_{\text{т}}^2 + b_{\text{т}}^2} = \frac{i_{\text{н.х.}}}{100} \frac{S_{\text{т}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}.$$

Звідки

$$b_{\tau} = -\sqrt{\left(\frac{i_{\text{н.х.}}}{100} \frac{S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}\right)^2 - g_{\tau}^2}. \quad (3.5)$$

Знак «-» у виразі (3.5) враховує індуктивний характер поперечної реактивної провідності схеми заміщення трансформатора.

З урахуванням виразу (3.2) для активної поперечної провідності формула (3.5) набуває вигляду

$$\begin{aligned} b_{\tau} &= -\sqrt{\left(\frac{i_{\text{н.х.}}}{100} \frac{S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{н.х.}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}\right)^2} = \\ &= -\frac{S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{100 U_{\text{н}}^2} \sqrt{(i_{\text{н.х.}})^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{н.х.}}}{S_{\tau}} \cdot 100\right)^2} = -\frac{S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{100 U_{\text{н}}^2} \sqrt{(i_{\text{н.х.}})^2 - (\Delta p_{\text{н.х.}})^2}. \end{aligned} \quad (3.6)$$

Очевидно, що друга складова підкореневого виразу у формулі (3.6) являє собою квадрат відносного значення втрат активної потужності в режимі неробочого ходу, вираженого у відсотках до номінальної потужності трансформатора, тобто

$$\Delta p_{\text{н.х.}} = \frac{\Delta P_{\text{н.х.}}}{S_{\tau}} \cdot 100. \quad (3.7)$$

Можна показати, що втрати активної потужності в режимі неробочого ходу, виражені у відсотках до номінальної потужності трансформатора, чисельно співпадають із активним струмом неробочого ходу, вираженим у відсотках до номінального струму трансформатора. Дійсно,

$$\begin{aligned} i'_{\text{н.х.}} &= \frac{I'_{\text{н.х.}}}{I_{\text{н}}} \cdot 100 = \frac{U_{\text{н}} g_{\tau}}{\sqrt{3}} \frac{\sqrt{3} U_{\text{н}}}{S_{\tau} \cdot 10^{-3}} \cdot 100 = \\ &= \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\tau} \cdot 10^{-3}} \frac{\Delta P_{\text{н.х.}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{\text{н.х.}}}{S_{\tau}} \cdot 100 = \Delta p_{\text{н.х.}} \end{aligned}$$

Таким чином, для визначення індуктивної поперечної провідності Г-подібної схеми заміщення силового трансформатора слід скористатися виразом

$$b_{\tau} = -\frac{i''_{\text{н.х.}}}{100} \frac{S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}, \quad (3.8)$$

де $i''_{\text{н.х.}} = \sqrt{i_{\text{н.х.}}^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{н.х.}}}{S_{\tau}} \cdot 100\right)^2}$ – індуктивна складова струму неробочого струму трансформатора.

Зауважимо, що у сучасних потужних силових трансформаторах індуктивна складова струму неробочого ходу суттєво перевищує активну

складову. Це дозволяє умовно знехтувати активною складовою струму неробочого ходу та визначати індуктивну поперечну провідність за паспортним значенням повного струму неробочого ходу трансформатора:

$$b_{\text{т}} = -\frac{i_{\text{н.х.}}}{100} \frac{S_{\text{т}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}. \quad (3.9)$$

Параметри поздовжньої гілки схеми заміщення трансформатора визначають за даними дослідів короткого замкнення. В такому режимі вторинні обмотки трансформатора закорочені, а до первинних прикладають таку напругу, щоб струм у закорочених вторинних обмотках дорівнював номінальному. При цьому вимірюють напругу, яку прикладають до первинних обмоток, а також втрати активної потужності.

Оскільки напруга, яку прикладають до первинних обмоток трансформатора в режимі короткого замкнення характеризується малим значенням (порядку 10% від номінальної напруги первинної обмотки трансформатора) струм в контурі намагнічення також дуже малий і ним можна знехтувати. Це дозволяє спростити Г-подібну схему заміщення трансформатора та представляти його лише повздовжньою гілкою, як показано на рис. 3.9.



Рис. 3.9. Г-подібна схема заміщення двообмоткового силового трансформатора в досліді короткого замкнення

Очевидно, що в досліді короткого замкнення активна потужність витрачається лише в активному опорі:

$$\Delta P_{\text{к.з.}} = 3I_{\text{н}}^2 r_{\text{т}} \cdot 10^3.$$

Звідки

$$r_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} \cdot 10^{-3}}{3I_{\text{н}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{т}}^2}, \quad (3.10)$$

де $\Delta P_{\text{к.з.}}$ – втрати активної потужності в досліді короткого замкнення.

Множник 10^3 у формулі (3.10) визначається тим, що паспортна величина втрат активної потужності в режимі короткого замкнення виражена в кіловатах, номінальна потужність – у кіловольтамперах, а номінальна напруга – у кіловольтах.

В режимі короткого замкнення падіння напруги на поздовжньому опорі схеми заміщення трансформатора чисельно дорівнює напрузі, яку прикладають до його затискачів. При цьому падіння напруги містить дві складові – активну та індуктивну, які визначають за виразами:

$$U'_{\text{к.з.}} = \sqrt{3} I_{\text{н}} r_{\text{т}} = \frac{S_{\text{т}}}{U_{\text{н}}} r_{\text{т}} \cdot 10^{-3};$$

$$U''_{\text{к.з.}} = \sqrt{3} I_{\text{н}} x_{\text{т}} = \frac{S_{\text{т}}}{U_{\text{н}}} x_{\text{т}} \cdot 10^{-3},$$

де $U'_{\text{к.з.}}, U''_{\text{к.з.}}$ – активна та індуктивна складові напруги короткого замкнення відповідно.

У свою чергу, модуль напруги короткого замкнення визначається виразом

$$U_{\text{к.з.}} = \sqrt{U'^2_{\text{к.з.}} + U''^2_{\text{к.з.}}} = \frac{S_{\text{т}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}} \sqrt{r_{\text{т}}^2 + x_{\text{т}}^2}. \quad (3.11)$$

З іншого боку напруга в досліді короткого замкнення дорівнює

$$U_{\text{к.з.}} = \frac{u_{\text{к.з.}}}{100} U_{\text{н}}. \quad (3.12)$$

Якщо прирівняти вирази (3.11) та (3.12), отримуємо

$$\sqrt{r_{\text{т}}^2 + x_{\text{т}}^2} = \frac{u_{\text{к.з.}}}{100} \frac{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{т}}}.$$

Звідки

$$x_{\text{т}} = \sqrt{\left(\frac{u_{\text{к.з.}}}{100} \frac{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{т}}} \right)^2 - r_{\text{т}}^2}. \quad (3.13)$$

З урахуванням виразу (3.10) для активного повздовжнього опору формула (3.13) набуває вигляду

$$\begin{aligned} x_{\text{т}} &= \sqrt{\left(\frac{u_{\text{к.з.}}}{100} \frac{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{т}}} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_{\text{т}}} \frac{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{т}}} \right)^2} = \\ &= \frac{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{100 S_{\text{т}}} \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_{\text{т}}} \cdot 100 \right)^2} = \frac{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{100 S_{\text{т}}} \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - (\Delta p_{\text{к.з.}})^2} \end{aligned} \quad (3.14)$$

Очевидно, що друга складова підкореневого виразу у формулі (3.14) являє собою квадрат відносного значення втрат активної потужності в режимі короткого замкнення, виражене у відсотках до номінальної потужності трансформатора, тобто

$$\Delta p_{\text{к.з.}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_{\text{т}}} \cdot 100.$$

Можна показати, що втрати активної потужності в режимі короткого замкнення, виражені у відсотках до номінальної потужності

трансформатора чисельно співпадають із активною складовою напруги короткого замкнення, вираженою у відсотках до номінальної напруги трансформатора. Дійсно,

$$u'_{\text{к.з.}} = \frac{U'_{\text{к.з.}}}{U_{\text{н}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} I_{\text{н}} r_{\text{т}}}{U_{\text{н}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3}}{U_{\text{н}}} \frac{S_{\text{т}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}} \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_{\text{н}}^2}{S_{\text{т}}^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_{\text{т}}} \cdot 100 = \Delta p_{\text{к.з.}}$$

Таким чином, для визначення індуктивного повздовжнього опору Г-подібної схеми заміщення силового двообмоткового трансформатора слід скористатися виразом

$$x_{\text{т}} = \frac{u''_{\text{к.з.}} U_{\text{н}}^2 \cdot 10}{S_{\text{т}}},$$

де $u''_{\text{к.з.}} = \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_{\text{т}}} \cdot 100 \right)^2}$ – індуктивна складова напруги короткого замкнення трансформатора.

Зауважимо, що у сучасних потужних силових трансформаторах індуктивна складова напруги короткого замкнення суттєво перевищує активну складову. Це дозволяє умовно знехтувати активною складовою та визначати індуктивний повздовжній опір за паспортним значенням повної напруги короткого замкнення трансформатора:

$$x_{\text{т}} = \frac{u_{\text{к.з.}} U_{\text{н}}^2 \cdot 10}{S_{\text{т}}}. \quad (3.15)$$

Параметри схеми заміщення силового трансформатора можуть бути зведені до номінальної напруги первинної або вторинної обмотки. Це визначається відповідною номінальною напругою, яку підставляють у формулу для визначення параметрів схеми заміщення. У довідникових матеріалах зазвичай параметри трансформатора подають зведеними до вищої номінальної напруги. У разі необхідності можна перерахувати ці параметри шляхом підстановки у формули номінальної напруги обмотки нижчої напруги.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Перерахуйте паспортні дані силового трансформатора.
2. Які паспортні дані силового трансформатора визначають параметри поперечної гілки схеми заміщення?
3. Які паспортні дані силового трансформатора визначають параметри поздовжньої гілки схеми заміщення?
4. Наведіть вираз для визначення поперечної активної провідності схеми заміщення силового трансформатора.
5. Наведіть вираз для визначення поперечної індуктивної провідності схеми заміщення силового трансформатора.

6. Наведіть вираз для визначення позовжнього активного опору схеми заміщення силового трансформатора.
7. Наведіть вираз для визначення позовжнього індуктивного опору схеми заміщення силового трансформатора.

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 80-82; [3], стор. 226-228; [4], стор. 65-67; [5], стор. 64-66; [6], стор. 36-39; [7], стор. 90-93; [8], стор. 146-149; [9], стор. 100-103, 110-111; [10], стор. 40-44; [14], стор. 39-42; [15], стор. 134-137; [16], стор. 140-144; [17], стор. 135-139.

ЛЕКЦІЯ 15

3.4. ОДНОЛІНІЙНІ СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТРИБМОТКОВИХ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Під час формування електричних систем часто необхідно на одній підстанції поєднати на паралельну роботу електричні мережі трьох класів номінальної напруги, наприклад, живлячі районні мережі напругою 110 кВ, місцеві сільські мережі напругою 35 кВ та мережі місцевих споживачів напругою 10 кВ. Для цього можна було б використати силові трансформатори двох типів – 110/35 кВ та 110/10 кВ. Проте, за таких умов, економічно доцільніше застосовувати триобмоткові силові трансформатори. Такі трансформатори містять по три обмотки в кожній фазі, розташовані на єдиному магнітопроводі. В результаті електрична енергія, підведена до затискачів живлячих первинних обмоток трансформується та передається у вторинні обмотки.

В триобмоткових трансформаторах розрізняють обмотки вищої, середньої та нижчої напруги. Зазвичай, триобмоткові трансформатори встановлюють на споживацьких підстанціях, де первинними живлячими обмотками є обмотки вищої напруги, а вторинними – обмотки середньої та нижчої напруг.

В задачах аналізу робочих режимів електричних систем триобмоткові трансформатори подають Г-подібною схемою заміщення, представленою на рис. 3.10. Така схема містить поперечну гілку контуру намагнічення та три позовжні гілки опорів обмоток, поєднані у трипроменеву зірку.

Контур намагнічення триобмоткового трансформатора, так само, як і двообмоткового, містить активну та індуктивну провідності та розташований завжди з боку живлення трансформатора. Параметри поперечної гілки схеми заміщення триобмоткового трансформатора визначають за виразами (3.2) та (3.8) або (3.9).

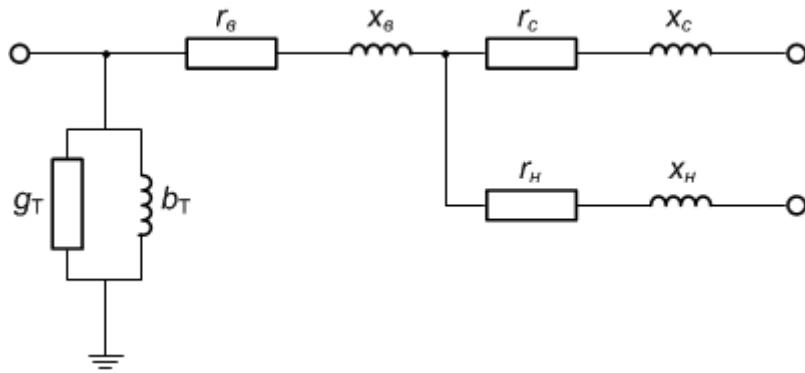


Рис. 3.10. Г-подібна схема заміщення триобмоткового силового трансформатора

Повздовжні гілки опорів обмоток характеризуються активними та індуктивними опорами. Параметри повздовжніх гілок визначають виходячи з особливостей виконання дослідів короткого замкнення в триобмоткових трансформаторах. Для таких агрегатів дослід короткого замкнення проводять для трьох пар обмоток:

- 1) замикають накоротко затискачі обмоток середньої напруги та подають живлення до затискачів обмоток вищої напруги;
- 2) замикають накоротко затискачі обмоток нижчої напруги та подають живлення до затискачів обмоток вищої напруги;
- 3) замикають накоротко затискачі обмоток нижчої напруги та подають живлення до затискачів обмоток середньої напруги.

Таким чином, паспортні дані триобмоткових трансформаторів містять інформацію про три пари характеристик дослідів короткого замкнення між обмотками вищої та середньої, вищої та нижчої, а також середньої та нижчої напруг. Такі характеристики дозволяють визначити суми опорів послідовно увімкнених відповідних пар обмоток трансформатора. Зокрема, втрати активної потужності в досліді короткого замкнення визначають активні опори обмоток відповідно до виразів:

$$\begin{aligned} r_B + r_c &= \frac{\Delta P_{\text{К.В-С}} U_T^2 10^3}{S_T^2}; \\ r_B + r_H &= \frac{\Delta P_{\text{К.В-Н}} U_T^2 10^3}{S_T^2}; \\ r_c + r_H &= \frac{\Delta P_{\text{К.С-Н}} U_T^2 10^3}{S_T^2}, \end{aligned} \quad (3.16)$$

де r_B , r_c , r_H – активні опори обмоток вищої, середньої та нижчої напруги відповідно; $\Delta P_{\text{К.В-С}}$, $\Delta P_{\text{К.В-Н}}$, $\Delta P_{\text{К.С-Н}}$ – втрати активної потужності в досліді короткого замкнення між обмотками вищої та середньої, вищої та нижчої, середньої та нижчої напруг відповідно.

Вирази (3.16) отримані по аналогії з виразом (3.10) для двообмоткового трансформатора.

Для визначення активного опору обмотки вищої напруги з суми перших двох виразів (3.16) слід відняти третє:

$$2r_B = \frac{(\Delta P_{K,B-C} + \Delta P_{K,B-H} - \Delta P_{K,C-H}) U_T^2 10^3}{S_T^2}$$

або

$$r_B = \frac{0,5(\Delta P_{K,B-C} + \Delta P_{K,B-H} - \Delta P_{K,C-H}) U_T^2 10^3}{S_T^2} = \frac{\Delta P_{K,B} U_T^2 10^3}{S_T^2},$$

где $\Delta P_{K,B} = 0,5(\Delta P_{K,B-C} + \Delta P_{K,B-H} - \Delta P_{K,C-H})$ – фіктивне значення втрат активної потужності в обмотці вищої напруги трансформатора.

В загальному випадку можна представити вираз для визначення активних опорів обмоток триобмоткових трансформаторів у вигляді

$$r_i = \frac{\Delta P_{Ki} U_T^2 10^3}{S_T^2}, \quad (3.17)$$

де i – індекс поточної обмотки трансформатора; ΔP_{Ki} – фіктивні значення втрат активної потужності трансформатора в i -й обмотці:

$$\begin{aligned} \Delta P_{K,B} &= 0,5(\Delta P_{K,B-C} + \Delta P_{K,B-H} - \Delta P_{K,C-H}); \\ \Delta P_{K,C} &= 0,5(\Delta P_{K,B-C} + \Delta P_{K,C-H} - \Delta P_{K,B-H}) = \Delta P_{K,B-C} - \Delta P_{K,B}; \\ \Delta P_{K,H} &= 0,5(\Delta P_{K,B-H} + \Delta P_{K,C-H} - \Delta P_{K,B-C}) = \Delta P_{K,B-H} - \Delta P_{K,B}. \end{aligned} \quad (3.18)$$

Конструктивне виконання більшості сучасних триобмоткових трансформаторів передбачає однакові значення втрат активної потужності у всіх дослідах короткого замкнення. Для таких трансформаторів активні опори обмоток визначають за виразами

$$r_B = r_C = r_H = \frac{\Delta P_{K,3} U_T^2 10^3}{2S_T^2}. \quad (3.19)$$

Очевидно, що вираз (3.19) є окремим випадком виразів (3.17) за умови однакових значень втрат активної потужності в дослідах короткого замкнення:

$$\Delta P_{K,B-C} = \Delta P_{K,B-H} = \Delta P_{K,C-H} = \Delta P_{K,3}.$$

Для визначення індуктивних опорів обмоток триобмоткових трансформаторів попередньо необхідно розрахувати фіктивні значення напруг короткого замкнення кожної з обмоток за виразами, аналогічними (3.18):

$$\begin{aligned}u_{\text{к.в}} &= 0,5(u_{\text{к.в-с}} + u_{\text{к.в-н}} - u_{\text{к.с-н}}); \\u_{\text{к.с}} &= 0,5(u_{\text{к.в-с}} + u_{\text{к.с-н}} - u_{\text{к.в-н}}) = u_{\text{к.в-с}} - u_{\text{к.в}}; \\u_{\text{к.н}} &= 0,5(u_{\text{к.в-н}} + u_{\text{к.с-н}} - u_{\text{к.в-с}}) = u_{\text{к.в-н}} - u_{\text{к.в}},\end{aligned}$$

де $u_{\text{к.в-с}}$, $u_{\text{к.в-н}}$, $u_{\text{к.с-н}}$ – напруги в дослідях короткого замкнення між обмотками вищої та середньої, вищої та нижчої, середньої та нижчої обмоток відповідно.

Індуктивні опори обмоток триобмоткових трансформаторів визначають за типовими виразами

$$x_i = 10u_{\text{к.і}} \frac{U_{\text{т}}^2}{S_{\text{т}}}. \quad (3.20)$$

Часто одне з фіктивних значень напруги короткого замкнення (зазвичай обмотки середньої напруги, інколи – нижчої напруги) виявляється близьким до нуля, або, навіть, від’ємним. За таких умов слід прийняти нульове значення індуктивного опору відповідної обмотки трансформатора.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які агрегати називають триобмотковими трансформаторами?
2. Наведіть схему заміщення силового триобмоткового трансформатора.
3. Як визначають параметри поперечної гілки триобмоткового трансформатора?
4. У чому полягає особливість дослідів короткого замкнення силового триобмоткового трансформатора?
5. Наведіть вирази для фіктивних значень втрат активної потужності в дослідях короткого замкнення для окремих обмоток триобмоткового трансформатора.
6. Наведіть вирази для фіктивних значень напруг в дослідях короткого замкнення для окремих обмоток триобмоткового трансформатора.
7. Наведіть вирази для визначення активних опорів обмоток триобмоткового трансформатора за однакових та різних значень втрат активної потужності в дослідях короткого замкнення.
8. Наведіть вирази для визначення індуктивних опорів обмоток триобмоткового трансформатора.

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 83-85; [3], стор. 228-230; [4], стор. 66-68; [5], стор. 66-72; [6], стор. 39-41; [7], стор. 93-95; [8], стор. 152-154; [9], стор. 103-106; [10], стор. 44-49; [15], стор. 137-138; [16], стор. 144-147; [17], стор. 139-143.

3.5. ТРИОБМОТКОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ ІЗ СКОРОЧЕНИМИ ОБМОТКАМИ

В електричних мережах енергосистем знаходяться в експлуатації силові триобмоткові трансформатори, виконані за застарілими стандартами, одна, або обидві вторинні обмотки яких розраховані на меншу потужність, ніж номінальна потужність трансформатора. Справа в тому, що енергія, яка поступає на живлячу первинну обмотку вищої напруги розподіляється між вторинними обмотками середньої та нижчої напруг. Очевидно, що потужності вторинних обмоток триобмоткового трансформатора завжди менші потужності первинної обмотки. Це означає, що в триобмоткових трансформаторах вторинні обмотки працюють в недовантаженому режимі навіть за номінального навантаження первинної обмотки. Це свідчить про можливість конструктивного виконання вторинних обмоток трансформатора, розрахованих на потужність, меншу за номінальну потужність трансформатора. Такі агрегати називають трансформаторами з укороченими обмотками. Виготовлялися такі трансформатори із співвідношенням потужностей обмоток 100:100:66,7 та 100:66,7:66,7 у відсотках до номінальної потужності трансформатора.

Для трансформаторів зі скороченими обмотками для розрахунку параметрів схем заміщення слід враховувати особливості виконання дослідів короткого замкнення. Справа в тому, що в досліді короткого замкнення на затискачі первинних обмоток подають таку напругу, щоб у ланцюзі вторинних обмоток протікав номінальний струм саме вторинної обмотки. Оскільки потужність вторинної обмотки може відрізнятись від потужності первинної обмотки, струм первинної обмотки в такому режимі не буде відповідати номінальному струму трансформатора. Тому для визначення параметрів схеми заміщення триобмоткових силових трансформаторів зі скороченими обмотками слід попередньо звести параметри дослідів короткого замикання до номінальної потужності трансформатора.

Для трансформаторів, в яких скороченою є лише обмотка нижчої напруги (наприклад, трансформатори зі співвідношенням потужностей обмоток 100:100:66,7) слід використовувати такі вирази для перерахунку значень втрат активної потужності та напруги короткого замкнення:

$$\begin{aligned}\Delta P'_{\text{к.в-н}} &= \Delta P_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2}; \\ \Delta P'_{\text{к.с-н}} &= \Delta P_{\text{к.с-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.с-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2}; \\ u'_{\text{к.в-н}} &= u_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}};\end{aligned}$$

$$u'_{\text{к.с-н}} = u_{\text{к.с-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.с-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}},$$

де $\alpha_{\text{н.н.}} = S_{\text{н.н.}}/S_{\text{т}}$ – коефіцієнт, який визначає співвідношення потужності скороченої обмотки та номінальної потужності трансформатора.

Для триобмоткових трансформаторів з двома скороченими вторинними обмотками (наприклад, трансформатори зі співвідношенням потужностей обмоток 100:66,7:66,7) перерахунку підлягають параметри дослідів короткого замкнення між обмотками вищої та середньої і вищої та нижчої напруг. Для втрат активної потужності та напруги короткого замкнення слід користатися виразами

$$\Delta P'_{\text{к.в-с}} = \Delta P_{\text{к.в-с}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{с.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-с}}}{\alpha_{\text{с.н.}}^2};$$

$$\Delta P'_{\text{к.в-н}} = \Delta P_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2};$$

$$u'_{\text{к.в-н}} = u_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}};$$

$$u'_{\text{к.с-н}} = u_{\text{к.с-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.с-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}},$$

где $\alpha_{\text{с.н.}} = S_{\text{с.н.}}/S_{\text{т}}$; $\alpha_{\text{н.н.}} = S_{\text{н.н.}}/S_{\text{т}}$ – коефіцієнти, які визначають співвідношення потужностей скорочених обмоток та номінальної потужності трансформатора.

Після перерахунку значень втрат потужності та напруг короткого замкнення активні та індуктивні опори обмоток трансформаторів визначають за виразами (3.17) і (3.20).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які агрегати називають трансформаторами зі скороченими обмотками?
2. У чому полягає особливість дослідів короткого замкнення трансформаторів зі скороченими обмотками?
3. Наведіть вирази для перерахунку паспортних даних трансформаторів зі скороченими обмотками до номінальної потужності трансформатора

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 90; [3], стор. 67; [5], стор. 71-72; [8], стор. 156-157; [16], стор. 144-146; [17], стор. 145-146.

ЛЕКЦІЯ 16

3.6. СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ З РОЗЩЕПЛЕНИМИ ОБМОТКАМИ

Конструктивне виконання деяких типів силових трансформаторів передбачає виконання обмотки нижчої напруги розщепленою на дві частини, потужність кожної з яких складає 50% від номінальної потужності трансформатора. Як зазначалося вище, за допомогою таких трансформаторів можна організувати живлення електричних мереж від двох генераторів, або роздільне живлення секцій розподільчих пристроїв споживачьких підстанцій.

Трансформатори з розщепленими обмотками можуть працювати по двом схемам увімкнення: із поєднаними паралельно обмотками нижчої напруги та із роздільним увімкненням розщеплених обмоток.

У першому разі схема заміщення трансформатора та її параметри повністю збігаються із схемою заміщення звичайного двообмоткового трансформатора, наведеної на рис. 3.7. Така схема увімкнення не дозволяє використовувати конструктивні переваги трансформаторів з розщепленими обмотками.

Для другої схеми увімкнення трансформатора з розщепленими обмотками схема заміщення наведена на рис. 3.11.

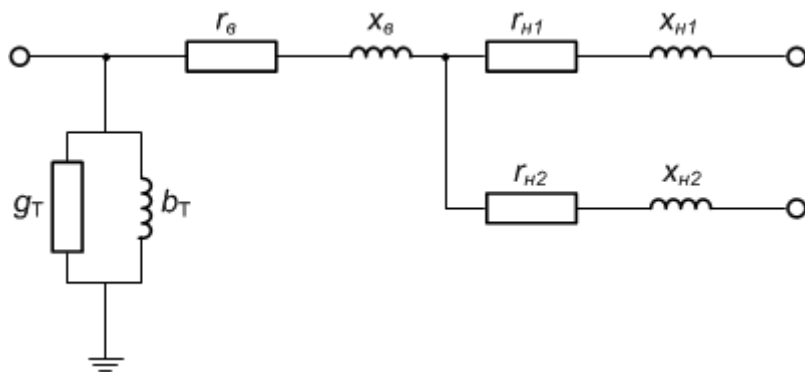


Рис. 3.11. Г-подібна схема заміщення силового трансформатора з розщепленими обмотками

На рис. 3.11 r_B , x_B – активний та індуктивний опори обмотки вищої напруги; r_{H1} , r_{H2} , x_{H1} , x_{H2} – активні та індуктивні опори розщеплених обмоток нижчої напруги, зведені до номінальної напруги обмотки вищої напруги.

Параметри поперечної гілки контуру намагнічення схеми заміщення трансформатора з розщепленими обмотками розраховують так само, як і для звичайних двообмоткових трансформаторів за виразами (3.2) та (3.8) або (3.9). Така гілка завжди розташована з боку живлення трансформатора.

Визначення параметрів повздовжніх гілок схеми заміщення трансформаторів з розщепленими обмотками базується на наступних міркуваннях. Оскільки потужність кожної з розщеплених обмоток нижчої напруги дорівнює половині потужності обмотки вищої напруги, для активних опорів обмоток трансформатора можна записати співвідношення

$$r_{н1} = r_{н2} = 2r_{тв}. \quad (3.21)$$

За паралельного поєднання розщеплених обмоток нижчої напруги трансформатор працює як звичайний двообмотковий трансформатор, активний та індуктивний опори якого складають

$$\begin{aligned} r_{т} &= r_{в} + \frac{r_{н1}r_{н2}}{r_{н1} + r_{н2}}; \\ x_{т} &= x_{в} + \frac{x_{н1}x_{н2}}{x_{н1} + x_{н2}}, \end{aligned} \quad (3.22)$$

де $r_{т}$ і $x_{т}$ визначають за виразами (3.10) та (3.15) для двообмоткових трансформаторів.

З першого рівняння (3.22) та співвідношення (3.21) випливає, що

$$\begin{aligned} r_{в} &= 0,5r_{т}; \\ r_{н1} &= r_{н2} = r_{т}. \end{aligned}$$

Для трансформаторів з розщепленими обмотками з достатньою інженерною точністю можна вважати, що індуктивний опір обмотки вищої напруги дорівнює нулю ($x_{в} = 0$). Тоді з другого рівняння (3.22) випливає, що

$$x_{н1} = x_{н2} = 2x_{т}.$$

Конструктивне виконання деяких силових трансформаторів передбачає розщеплення обмотки нижчої напруги на три частини, потужність кожної з яких складає 33,3% від номінальної потужності трансформатора. Для таких трансформаторів параметри повздовжніх гілок схеми заміщення слід визначати за виразами:

$$\begin{aligned} r_{в} &= 0,5r_{т}; \\ r_{н1} &= r_{н2} = r_{н3} = 1,5r_{т}; \\ x_{в} &= 0; \\ x_{н1} &= x_{н2} = x_{н3} = 3x_{т}, \end{aligned}$$

де $r_{т}$ і $x_{т}$ визначають за виразами (3.10) та (3.15) для двообмоткових трансформаторів.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які агрегати називають трансформаторами з розщепленими обмотками?
2. Назвіть переваги використання трансформаторів з розщепленими обмотками.
3. За якими схемами можуть працювати трансформатори з розщепленими обмотками?
4. Наведіть схему заміщення силового трансформатора з розщепленими обмотками.
5. Наведіть вирази для визначення активних та індуктивних опорів обмоток трансформаторів з розщепленими обмотками.

ЛІТЕРАТУРА

[3], стор. 230-232; [6], стор. 42-45; [8], стор. 150-152; [9], стор. 106-108; [10], стор. 55-58; [15], стор. 138-139.

3.7. СИЛОВІ АВТОТРАНСФОРМАТОРИ

Для поєднання на паралельну роботу електричних мереж надвисокої номінальної напруги зазвичай використовують силові автотрансформатори.

Розглянемо принципову схему автотрансформатора, представлену на рис. 3.4. По загальній обмотці агрегату проходить струм, який чисельно дорівнює різниці струмів первинної і вторинної обмоток:

$$\dot{I}_0 = \dot{I}_2 - \dot{I}_1.$$

У разі нехтування кутами повороту векторів струму і напруги первинної та вторинної обмоток, зумовлених втратами активної потужності неробочого ходу і короткого замикання трансформатора, сумарна потужність загальної обмотки (типова потужність) автотрансформатора становить

$$\begin{aligned} S_{\text{ат}} &= \sqrt{3}U_2 (I_2 - I_1) = \sqrt{3}U_2 I_2 \left(1 - \frac{I_1}{I_2}\right) = \\ &= S_{\text{н}} \left(1 - \frac{1}{k_{\text{т}}}\right) = S_{\text{н}} k_{\text{в}}. \end{aligned} \quad (3.23)$$

де $k_{\text{т}} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{U_{\text{в}}}{U_{\text{н}}}$ – коефіцієнт трансформації автотрансформатора.

З аналізу виразу (3.23) випливає висновок про те, що типова потужність автотрансформатора завжди менша від номінальної потужності силового триобмоткового трансформатора того ж класу номінальної напруги і тієї ж номінальної потужності. Це призводить до зниження маси, габаритних розмірів і втрат активної потужності в автотрансформаторі.

Коефіцієнт, який визначає зниження типової потужності автотрансформатора, в технічній літературі називають коефіцієнтом вигідності

$$k_b = 1 - \frac{1}{k_t}. \quad (3.24)$$

Обернена величина $1/k_b$ показує, у скільки разів вигідніше застосування автотрансформатора порівняно із силовим триобмотковим трансформатором такої самої номінальної потужності.

З аналізу виразу (3.24) випливає, що чим ближчі класи номінальної напруги обмоток автотрансформаторів, тим менший коефіцієнт вигідності, а, отже, тим більшим буде зниження типової потужності автотрансформатора (див. табл. 3.1). Наприклад, за співвідношень номінальних напруг 330/220 кВ, 500/330 кВ, 750/500 кВ коефіцієнти вигідності автотрансформатора становлять близько 0,33, тобто типова потужність автотрансформатора виявляється приблизно в три рази меншою від типової потужності силового триобмоткового трансформатора. Водночас за співвідношення номінальних напруг обмоток автотрансформатора 750/110 кВ коефіцієнт вигідності становить 0,85, тобто типова потужність автотрансформатора знижується лише на 15% порівняно з номінальною потужністю силового триобмоткового трансформатора. Це означає, що зниження масогабаритних характеристик силових автотрансформаторів щодо силових трансформаторів тієї самої потужності буде тим більше, чим ближчі номінальні напруги поєднуваних електричних систем.

Таблиця 3.1. Характеристики автотрансформаторів надвисокої напруги

Співвідношення напруг	Коефіцієнт трансформації	Коефіцієнт вигідності
330/110	3,0	0,67
330/150	2,2	0,54
330/220	1,5	0,33
500/110	4,5	0,78
500/220	2,3	0,56
500/330	1,5	0,34
750/110	6,8	0,85
750/220	3,4	0,71
750/330	2,3	0,56
750/500	1,5	0,33

Силові автотрансформатори зазвичай комплектують третьою обмоткою нижчої напруги, від якою здійснюють живлення власних потреб підстанцій, а також місцевих споживачів. Такі обмотки пов'язані з обмотками вищої напруги за допомогою електромагнітного зв'язку. Чинні технічні умови на силові автотрансформатори передбачають виконання агрегатів з номінальною напругою 220 кВ та вище з обмотками нижчої напруги потужністю 50, 40 або 25% від номінальної потужності автотрансформатора.

Для моделювання робочих режимів електричних систем силові автотрансформатори моделюють Г-подібними схемами заміщення так само, як і звичайні силові триобмоткові трансформатори. Довідникова інформація про скорочені обмотки автотрансформаторів зазвичай містить дані про зведені до номінальної потужності автотрансформатора параметри дослідів короткого замкнення.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

- 1. Які агрегати називають силовими автотрансформаторами?*
- 2. Наведіть принципову схему автотрансформатора.*
- 3. Назвіть переваги та області використання силових автотрансформаторів.*
- 4. Дайте визначення типової потужності автотрансформатора.*
- 5. Дайте визначення та поясніть сутність коефіцієнта вигідності автотрансформатора.*
- 6. Наведіть схему заміщення силового автотрансформатора.*
- 7. Поясніть вигідність застосування силових автотрансформаторів для поєднання на паралельну роботу електричних мереж близьких класів номінальної напруги.*

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 87-90; [3], стор. 232-234; [4], стор. 68-70; [5], стор. 66-72; [8], стор. 155-157; [9], стор. 108; [10], стор. 49-54; [12], стор. 227-230; [13], стор. 256-259; [15], стор. 139-140; [16], стор. 147-151; [17], стор. 143-146.

РОЗДІЛ 4. ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ СИСТЕМІ

ЛЕКЦІЯ 17

4.1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВТРАТ ЕНЕРГІЇ ТА ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Передавання електричної енергії по електричним мережам завжди пов'язане із втратами енергії в лініях електропередачі, трансформаторах та інших елементах електричної мережі. Такі втрати визначаються нагріванням проводів та обмоток трансформаторів під час протікання електричного струму, втратами енергії на іонізацію повітря (втрати на корону), діелектричні втрати кабельних ліній, втрати енергії на перемагнічення осереддя трансформаторів тощо.

В загальному випадку втрати енергії в елементах електричних мереж можна поділити на два класи.

1. Втрати енергії на нагрівання проводів ліній та обмоток трансформаторів. Такі втрати визначаються робочими струмами в лініях і трансформаторах та мають місце лише під час протікання робочих струмів.
2. Втрати енергії на коронування в лініях електропередачі, діелектричні втрати в кабельних лініях, втрати на перемагнічення осереддя трансформаторів. Такі втрати визначаються робочою напругою на елементах електричних мереж та мають місце весь час, протягом якого устаткування знаходиться під напругою.

Миттєві значення втрат енергії визначають втрати потужності в устаткуванні електричних мереж. Тут розрізняють втрати активної та реактивної потужності. Втрати енергії, віднесені до одиниці часу (1 с) визначають втрати активної потужності. Такі втрати визначаються протіканням струмів навантаження та струмів витоку через активні елементи (опори та провідності) схем заміщення устаткування електричних мереж.

По аналогії з втратами активної потужності визначають також втрати реактивної потужності. Такі втрати обумовлені протіканням струмів навантаження та струмів витоку через реактивні елементи схем заміщення устаткування електричних мереж.

Тут слід зважати на те, що втрати реактивної потужності можуть мати різну фізичну природу. Втрати, обумовлені протіканням струмів через індуктивні елементи схем заміщення устаткування носять індуктивний характер. Відповідно до принципів визначення повної потужності за київською електротехнічною школою такі втрати враховують з від'ємним знаком. Навпаки, втрати реактивної потужності, обумовлені протіканням струмів через ємнісні елементи схем заміщення носять ємнісний харак-

тер, такі втрати враховують із додатнім знаком. Часто місця локалізації ємнісних втрат реактивної потужності, зокрема зарядних потужностей повітряних ліній електропередач, розглядають як джерела реактивної потужності в електричних системах.

Відомо, що схеми заміщення устаткування електричних мереж в загальному випадку містять повздовжні і поперечні гілки. В повздовжніх гілках спостерігаються втрати енергії та потужності від протікання робочих струмів, в поперечних – втрати енергії та потужності від впливу робочої напруги.

Режим напруги в нормальних робочих режимах електричних систем змінюється у достатньо вузькому діапазоні навколо свого номінального значення. Це означає, що струми витоку, а, отже, і втрати в поперечних елементах схем заміщення устаткування майже не змінюються під час зміни навантаження електричної системи. Такі втрати умовно вважають незмінними і, зазвичай, визначають за номінальною напругою відповідного устаткування.

Навпаки, втрати, обумовлені робочими струмами в елементах електричної мережі, постійно змінюються відповідно до зміни навантаження електричної системи. Такі втрати є змінними. Їх визначають за поточним навантаженням робочими струмами устаткування електричних мереж.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

- 1. Наведіть місця локалізації втрат енергії в електричних мережах.*
- 2. Сформулюйте правила визначення втрат реактивної потужності за київською електротехнічною школою.*
- 3. Поясніть принцип поділення втрат потужності в електричних мережах на змінні та незмінні.*

ЛІТЕРАТУРА

[4], стор. 71; [6], стор. 186; [9], стор. 111-113; [10], стор. 69; [14], стор. 50-51.

4.2. ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

Втрати потужності в лініях електропередачі мають місце в поздовжніх та поперечних елементах схем заміщення ліній. Позначимо втрати повної потужності в поздовжніх елементах схем заміщення ліній через $\Delta \dot{S}_Z$. Такі втрати визначаються робочими струмами лінії. Втрати повної потужності в гілках поперечних провідностей схеми заміщення лінії позначимо через $\Delta \dot{S}_Y$. Такі втрати визначаються дією робочої напруги.

Відповідно до схеми заміщення ліній електропередачі, втрати потужності від протікання робочих струмів спостерігаються в активному та індуктивному поздовжніх опорах схеми заміщення. Такі втрати можна визначити за виразом

$$\Delta \dot{S}_Z = \Delta \hat{U} I = (\hat{I} \hat{Z}) I = I^2 \hat{Z} = I^2 (r - jx), \quad (4.1)$$

де I^2 – квадрат модуля вектора робочого струму лінії електропередачі; $\hat{Z} = r - jx$ – спряжений комплекс поздовжнього опору схеми заміщення лінії електропередачі.

Аналіз виразу (4.1) свідчить про те, що втрати потужності, обумовлені робочими струмами лінії містять дві складові – активні та індуктивні. Тут індуктивні втрати реактивної потужності мають від’ємний знак, що характерно для київської електротехнічної школи.

Втрати потужності на поздовжніх ділянках схем заміщення ліній електропередач можна визначити також за значеннями потоків активної та реактивної потужності за виразом

$$\Delta \dot{S}_Z = I^2 (r - jx) = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} (r - jx), \quad (4.2)$$

де P, Q – потоки активної та реактивної потужності по лінії електропередачі; U – модуль вектора робочої напруги.

Для визначення втрат потужності у вираз (4.2) слід підставляти параметри (потужності та напругу) початку або кінця лінії відповідно.

Втрати потужності від протікання струмів витоку визначаються дією робочої напруги та параметрами гілок поперечних провідностей схеми заміщення лінії. Для симетричних П-подібних схем заміщення ліній електропередачі такі втрати складаються з втрат на початку та наприкінці схеми заміщення лінії. Такі втрати визначають за виразом

$$\Delta \dot{S}_Y = \hat{U}_1 \dot{I}_{10} + \hat{U}_2 \dot{I}_{20} = \hat{U}_1 \dot{U}_1 \frac{\underline{Y}}{2} + \hat{U}_2 \dot{U}_2 \frac{\underline{Y}}{2} = \frac{1}{2} (U_1^2 + U_2^2) \underline{Y} = U_{\text{сеп}}^2 (g + jb), \quad (4.3)$$

де $\dot{U}_1, \dot{I}_{10}, \dot{U}_2, \dot{I}_{20}$ – вектори напруги та струмів витоку на початку та наприкінці лінії відповідно; $U_{\text{ср}} = \sqrt{\frac{1}{2}(U_1^2 + U_2^2)}$ – середньоквадратична робоча напруга в лінії електропередачі; U_1^2, U_2^2 – квадрати модулів векторів напруги на початку та наприкінці лінії відповідно; $\underline{Y} = g + jb$ – повна поперечна провідність лінії електропередачі (без поділу навпіл згідно П-подібної схеми заміщення).

В оціночних розрахунках втрати потужності в поперечних елементах схеми заміщення лінії електропередачі можна визначати за номінальною напругою за виразом

$$\Delta \dot{S}_Y = U_n^2 (g + jb), \quad (4.4)$$

де U_n – номінальна напруга лінії електропередачі.

Аналіз виразів (4.3) та (4.4) свідчить, що втрати потужності в поперечних провідностях містять дві складові: активну та ємнісну.

Втрати активної потужності в поперечних елементах визначаються втратами потужності на корону в повітряних лініях електропередачі та діелектричними втратами в ізоляції кабельних ліній:

$$\begin{aligned} \Delta P_Y &= \Delta P_k \text{ для повітряних ліній;} \\ \Delta P_Y &= \Delta Q_{\text{зар}} \operatorname{tg} \delta \text{ для кабельних ліній,} \end{aligned}$$

де ΔP_k – втрати активної потужності на корону в повітряних лініях електропередачі; $\Delta Q_{\text{зар}}$ – зарядна потужність кабельної лінії; $\operatorname{tg} \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат кабельних ліній.

Ємнісні втрати в поперечних провідностях ліній електропередачі зазвичай називають зарядною потужністю лінії. Такі втрати, відповідно до київської електротехнічної школи, мають додатній знак. Тому гілки поперечних провідностей схем заміщення ліній електропередачі можна розглядати як джерела реактивної потужності в електричних системах.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть місця локалізації змінних втрат потужності в лініях електропередачі.
2. Наведіть місця локалізації незмінних втрат потужності в повітряних та кабельних лініях електропередачі.
3. Наведіть вирази для визначення втрат потужності в лініях електропередачі, обумовлених робочими струмами.
4. Наведіть вирази для визначення втрат потужності в лініях електропередачі, обумовлених робочою напругою.

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 96-99; [3], стор. 70-71; [4], стор. 71-73; [9], стор. 113-114; [10], стор. 69-70; [14], стор. 51-53.

4.3. ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРАХ ТА АВТОТРАНСФОРМАТОРАХ

Втрати потужності в силових трансформаторах мають дві складові, які визначаються робочим струмом в обмотках трансформатора та робочою напругою на його затискачах. Відповідно до Г-подібної схеми заміщення, втрати від робочого струму спостерігаються в гілках повздовжніх опорів, а втрати від робочої напруги у контурі намагнічення силового трансформатора. Втрати потужності в силових трансформаторах можна визначити за його паспортними даними та параметрами робочого режиму.

Втрати потужності у поперечному контурі намагнічення мають активну та індуктивну складові, які чисельно дорівнюють втратам потужності в досліді неробочого ходу:

$$\begin{aligned}\Delta P_Y &= \Delta P_{н.х}; \\ \Delta Q_Y &= -\Delta Q_{н.х} = -\frac{i_{н.х}}{100} S_T.\end{aligned}\tag{4.5}$$

Для визначення втрат реактивної потужності в контурі намагнічення потрібно на попередньому етапі визначити реактивну складову струму неробочого ходу. Проте для сучасних потужних трансформаторів активна складова струму незначна і нею можна знехтувати.

Втрати реактивної потужності в контурі поперечної провідності трансформаторів носять індуктивний характер. Саме тому у виразі (4.5) такі втрати представлені з від'ємним знаком.

Втрати потужності в обмотках трансформаторів від протікання струмів навантаження визначаються за даними дослідів короткого замкнення відповідно до типу конструктивного виконання трансформатора.

Так, для двообмоткового трансформатора для визначення втрат потужності у поздовжній гілці схеми заміщення застосовують вирази:

$$\begin{aligned}\Delta P_Z &= \Delta P_{к.з} \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = \Delta P_{к.з} \beta^2; \\ \Delta Q_Z &= -\Delta Q_{к.з} \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = -\frac{u_{к.з}}{100} S_T \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = -\frac{u_{к.з}}{100} S_T \beta^2.\end{aligned}\tag{4.6}$$

У виразах (4.6) $\beta = \frac{S}{S_T}$ – коефіцієнт завантаження обмоток трансфо-

рматора; S – модуль потужності навантаження трансформатора; S_T – номінальна потужність трансформатора.

Введення коефіцієнта завантаження обмоток у вирази (4.6) пояснюється наступними міркуваннями. Справа в тому, що характеристики дослід короткого замкнення визначають виходячи з номінального завантаження вторинної обмотки силового трансформатора. В дійсності навантаження обмоток трансформатора відрізняється від номінального та визначається стохастичними процесами виробництва та споживання електричної енергії. Тому під час визначення втрат потужності в обмотках силового трансформатора від протікання робочих струмів необхідно враховувати зміну втрат відносно даних дослід короткого замкнення пропорційно квадрату струму навантаження, що і враховує квадрат коефіцієнта завантаження обмоток трансформатора.

Зазначимо, що для визначення втрат реактивної потужності в обмотках силового трансформатора потрібно на попередньому етапі визначити реактивну складову напруги короткого замкнення. Проте для сучасних потужних трансформаторів активна складова напруги незначна і нею можна знехтувати.

Для триобмоткових силових трансформаторів та автотрансформаторів втрати потужності від протікання робочих струмів по обмоткам визначають окремо для кожної обмотки за виразами:

$$\begin{aligned}\Delta P_Z &= \Delta P_{\text{к.в}} \beta_B^2 + \Delta P_{\text{к.с}} \beta_C^2 + \Delta P_{\text{к.н}} \beta_H^2; \\ \Delta Q_Z &= -\frac{S_T}{100} (u_{\text{к.в}} \beta_B^2 + u_{\text{к.с}} \beta_C^2 + u_{\text{к.н}} \beta_H^2),\end{aligned}\tag{4.7}$$

де $\Delta P_{\text{к.в}}$, $u_{\text{к.в}}$, $\Delta P_{\text{к.с}}$, $u_{\text{к.с}}$, $\Delta P_{\text{к.н}}$, $u_{\text{к.н}}$ – фіктивні характеристики дослідів короткого замкнення, віднесені до обмоток вищої, середньої та нижчої напруг відповідно; $\beta_B = S_B/S_T$, $\beta_C = S_C/S_T$, $\beta_H = S_H/S_T$ – коефіцієнти завантаження обмоток вищої, середньої та нижчої напруг відповідно; S_B , S_C , S_H – модулі потужностей навантаження обмоток вищої, середньої та нижчої напруг відповідно.

Зауважимо, що навантаження обмоток триобмоткових силових трансформаторів відрізняються. Відповідно до першого закону Кірхгофа потужність навантаження первинної обмотки вищої напруги дорівнює геометричній сумі потужностей навантажень вторинних обмоток середньої та нижчої напруг. Тому коефіцієнт завантаження первинної обмотки зазвичай не дорівнює алгебраїчній сумі коефіцієнтів завантаження вторинних обмоток:

$$\dot{S}_B = \dot{S}_C + \dot{S}_H;$$

$$\beta_B \neq \beta_C + \beta_H.$$

Якщо триобмотковий трансформатор виконаний із скороченими обмотками, то перед визначенням втрат потужностей, на попередньому етапі, характеристики дослідів короткого замкнення необхідно перерахувати до номінальної потужності трансформатора (до умов первинної обмотки трансформатора).

Втрати реактивної потужності в обмотках силового трансформатора носять індуктивний характер, тому у виразах (4.6) та (4.7) такі втрати мають від'ємний знак.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть місця локалізації змінних втрат потужності в силових трансформаторах та автотрансформаторах.
2. Наведіть місця локалізації незмінних втрат потужності в силових трансформаторах та автотрансформаторах.
3. Наведіть вирази для визначення втрат потужності в силових трансформаторах, обумовлених робочими струмами.
4. Наведіть вирази для визначення втрат потужності в силових трансформаторах, обумовлених робочою напругою.
5. Наведіть визначення коефіцієнтів завантаження обмоток силового трансформатора.
6. Поясніть положення про те, що алгебраїчна сума коефіцієнтів завантаження вторинних обмоток триобмоткового трансформатора зазвичай не дорівнює коефіцієнту завантаження первинної обмотки.

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 99-100; [3], стор. 234-236; [4], стор. 77-78; [7], стор. 92-93; [9], стор. 114-116; [10], стор. 70-71; [14], стор. 52-53.

ЛЕКЦІЯ 18

4.4. ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Втрати енергії в електричних мережах можна визначити як добуток втрат активної потужності на час, протягом якого електрична система працювала з відповідним навантаженням. Оскільки навантаження електричної системи постійно змінюється, то для визначення втрат енергії протягом певного періоду слід розрахувати інтеграл вигляду:

$$\Delta A = \int_0^T \Delta P(t) dt, \quad (4.8)$$

де $\Delta P(t)$ – функція зміни втрат активної потужності протягом часу; T – термін періоду, протягом якого визначають втрати енергії (для визначення втрат енергії протягом року $T = 8760$ год).

Як зазначалося раніше, втрати потужності поділяють на змінні та незмінні. До першої групи відносять втрати, обумовлені робочими струмами, а до другої – робочою напругою.

Для визначення втрат енергії, обумовлених робочою напругою устаткування, наприклад втрат енергії на корону, умовно вважають, що робоча напруга протягом року є незмінною та дорівнює номінальній напрузі. За цих умов такі втрати енергії протягом року визначають за виразом:

$$\Delta A_{\text{рік}} = \Delta P_Y T_{\text{рік}},$$

де ΔP_Y – втрати активної потужності в гілках поперечних провідностей схем заміщення устаткування електричних мереж; $T_{\text{рік}}$ – час знаходження устаткування під напругою протягом року.

Для визначення втрат енергії, обумовлених протіканням робочого струму в устаткуванні, безпосереднє використання виразу (4.8), є невіправданим, оскільки потребує величезних обсягів розрахунків втрат активної потужності в устаткуванні електричних мереж за кожного поточного значення навантаження системи. Тому в практиці електротехнічних розрахунків зазвичай використовують інші підходи, які базуються на використанні інтегральних показників функціонування електричної системи.

Втрати потужності в повздовжніх елементах схем заміщення устаткування електричних мереж визначаються узагальненим виразом:

$$\Delta P = S^2 R = \left(\frac{P}{\cos \varphi} \right)^2 R,$$

де S – модуль повної потужності; R – активний опір повздовжніх елементів схем заміщення устаткування електричних мереж.

Таким чином вираз (4.8) для визначення втрат енергії в електричній мережі набуває вигляду

$$\Delta A = \sum \int_0^T \frac{R_i}{\cos^2 \varphi_{\text{сепі}}} P_i^2(t) dt,$$

де i – індекс поточного елемента електричної мережі; $P_i(t)$ – поточне значення навантаження i -го елемента електричної мережі відповідно до

графіку навантаження; $\cos\varphi_{\text{сери}}$ – середньозважене значення коефіцієнта потужності i -го елемента електричної мережі.

Графік навантаження електричної системи за тривалістю можна перерахувати до квадратичних координат (квадрат потужності – час), як представлено на рис. 4.1. Такі графіки можуть бути безперервними, або ступінчастими.

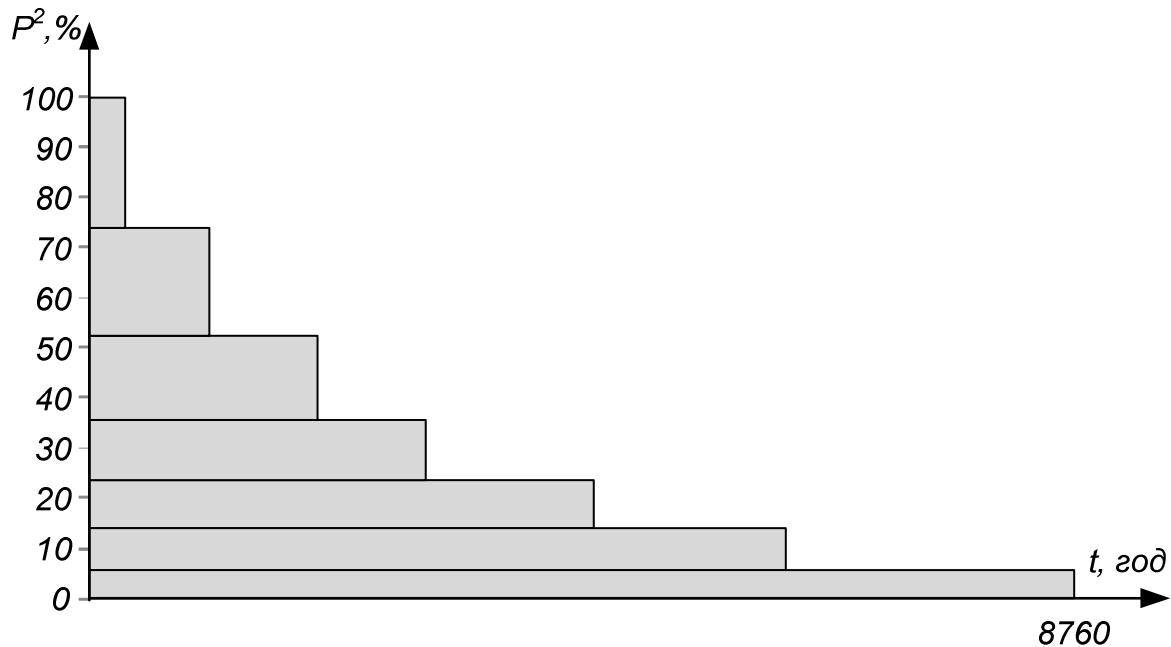


Рис. 4.1. Квадратичний графік навантаження за тривалістю

Очевидно, що площа фігури, обмежена квадратичним графіком навантаження за тривалістю пропорційна втратам енергії протягом відповідного терміну:

$$\Delta A \sim \int_0^T P^2(t) dt \text{ для безперервного графіку;}$$

$$\Delta A \sim \sum_0^T P_t^2 \Delta t \text{ для ступінчастого графіку.}$$

Отриманий квадратичний графік навантаження за тривалістю можна замінити прямокутним графіком, ордината якого дорівнює квадрату максимального навантаження, а площа – така само, як під реальним графіком. Абсциса такого графіку визначає час максимальних втрат (див. рис. 4.2).

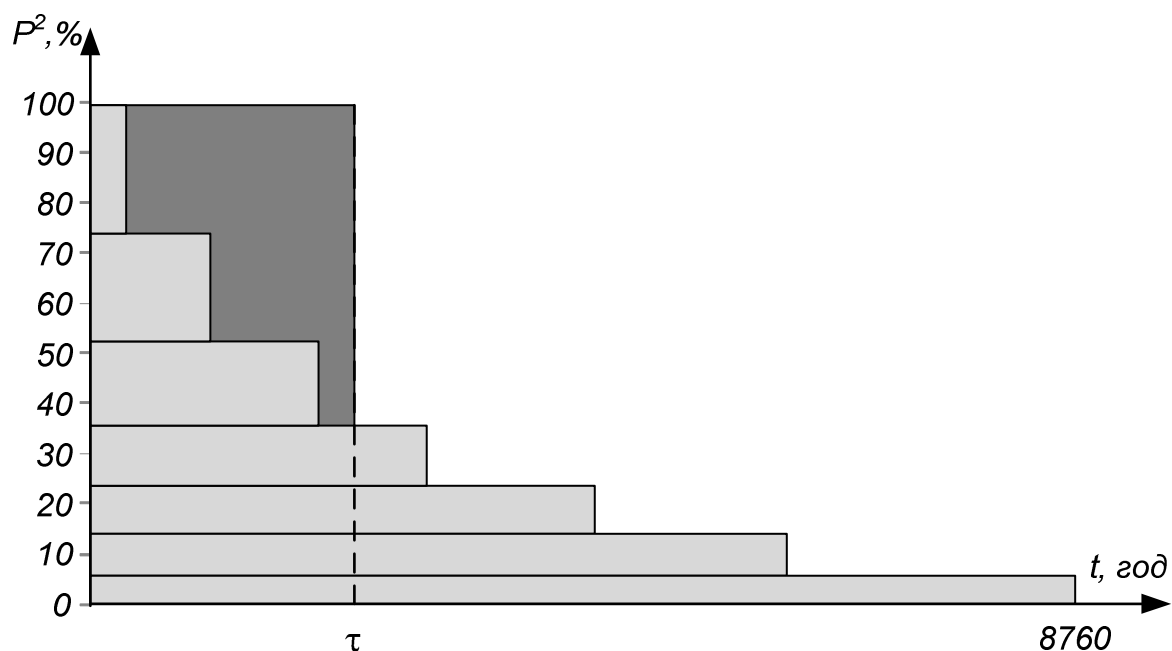


Рис. 4.2. Графічна інтерпретація часу максимальних втрат

Час максимальних втрат – це такий фіктивний час, протягом якого електрична система працює з максимальним навантаженням та втратами енергії, такими самими, що й за реальним графіком. В практиці електротехнічних розрахунків час максимальних втрат зазвичай позначають грецькою літерою τ .

$$\tau = \frac{\int_0^{8760} P^2(t) dt}{P_{\max}^2} \quad \text{для безперервного графіку;}$$

$$\tau = \frac{\sum_0^{8760} P_t^2 \Delta t}{P_{\max}^2} \quad \text{для ступінчастого графіку.}$$

У свою чергу втрати енергії протягом року визначають за виразом

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \tau,$$

де ΔP_{\max} – сумарні втрати активної потужності в режимі максимальних навантажень.

Таким чином використання часу максимальних втрат дозволяє суттєво скоротити обсяг розрахунків, оскільки відпадає необхідність розрахунків втрат потужності за різних навантажень згідно графіку та приводити розрахунок лише для режиму максимальних навантажень.

Часто графіки навантаження відсутні, а відомі лише максимальні навантаження та час максимального навантаження. Тут час максимальних втрат визначають за емпіричною формулою:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 8760. \quad (4.9)$$

Формула (4.9) дає приблизні, але досить прийнятні результати.

Можна запропонувати також інший підхід до визначення втрат енергії в устаткуванні електричних мереж. Тут квадратичний графік навантаження за тривалістю заміщують прямокутним графіком тієї самої площі, абсциса якого дорівнює 8760 год. Ордината такого прямокутного графіку визначає середньоквадратичну потужність навантаження (див. рис. 4.3).

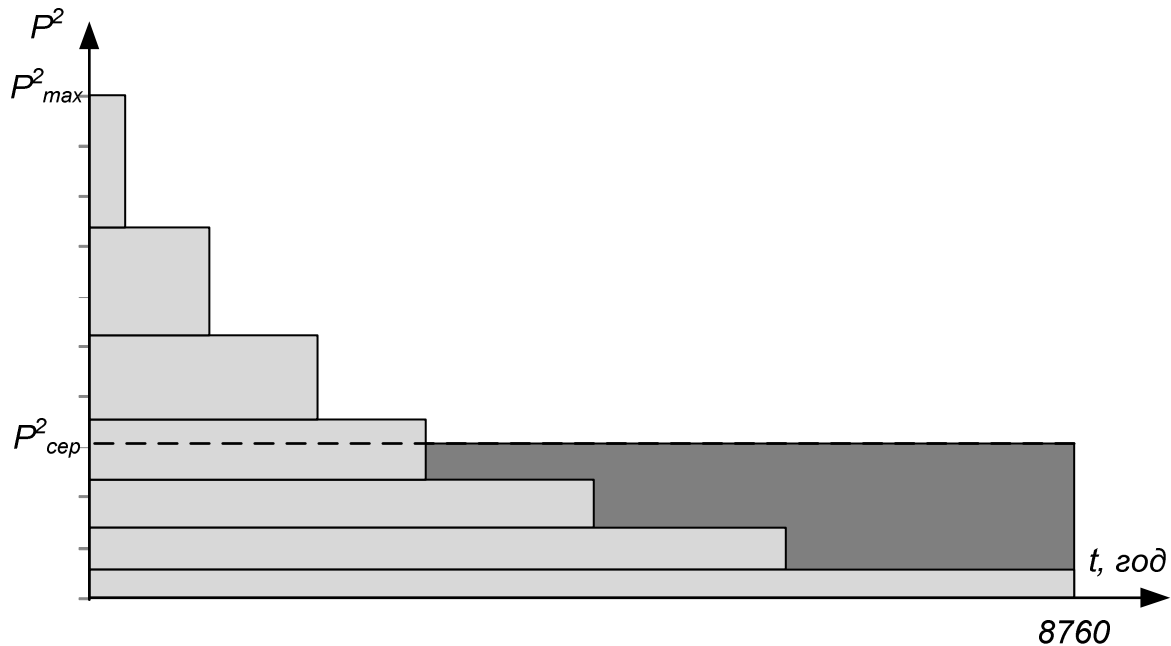


Рис. 4.3. Графічна інтерпретація середньоквадратичного навантаження

Середньоквадратичне навантаження устаткування електричних мереж – це таке навантаження з яким устаткування працює протягом року з втратами енергії, такими самими, що й за реальним графіком.

$$P_{\text{сеп}} = \sqrt{\frac{\int_0^{8760} P^2(t) dt}{8760}} \quad \text{для безперервного графіку;}$$

$$P_{\text{сеп}} = \sqrt{\frac{\sum_0^{8760} P_t^2 \Delta t}{8760}} \quad \text{для ступінчастого графіку.}$$

Тут втрати енергії протягом року визначають за виразом

$$\Delta A = \left(\frac{P_{\text{сеп}}}{U_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{сеп}}} \right)^2 R \cdot 8760,$$

де U_n – номінальна напруга устаткування; $\cos\phi_{\text{сер}}$ – середньозважене значення коефіцієнта потужності.

Таким чином для визначення сумарних втрат енергії необхідно скласти втрати енергії в поперечних і повздовжніх елементах схеми заміщення. Так, для визначення втрат енергії в лінії електропередач, яка була ввімкнена під напругу протягом всього року необхідно скористатися виразами:

$$\Delta A = \Delta P_k l \cdot 8760 + \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}{U^2} \cdot r_0 l \cdot \tau \cdot 10^3,$$

або

$$\Delta A = \left(\Delta P_k l + \frac{S_{\text{сер}}^2}{U_n^2} r_0 l \cdot 10^3 \right) 8760,$$

де ΔP_k – питомі втрати активної потужності на корону; r_0 – питомий активний опір лінії; l – довжина лінії.

Множник 10^3 в другій складовій формули призначений для переведення втрат активної потужності з МВт до кВт.

Для двообмоткового трансформатора втрати енергії визначають за виразами:

$$\Delta A = \Delta P_{n.x} \cdot 8760 + \Delta P_{k.з} \beta^2 \cdot \tau,$$

або

$$\Delta A = (\Delta P_{n.x} + \Delta P_{k.з} \beta_{\text{сер}}^2) \cdot 8760,$$

де $\beta_{\text{сер}} = \frac{S_{\text{сер}}}{S_T}$ – коефіцієнт завантаження обмоток трансформатора за середньоквадратичного навантаження.

Для триобмоткового трансформатора маємо такі вирази:

$$\Delta A = \Delta P_{n.x} \cdot 8760 + (\Delta P_{k.в} \beta_v^2 + \Delta P_{k.с} \beta_c^2 + \Delta P_{k.н} \beta_n^2) \cdot \tau,$$

або

$$\Delta A = (\Delta P_{n.x} + \Delta P_{k.в} \beta_{\text{сер.в}}^2 + \Delta P_{k.с} \beta_{\text{сер.с}}^2 + \Delta P_{k.н} \beta_{\text{сер.н}}^2) \cdot 8760,$$

де $\beta_{\text{сер.в}} = \frac{S_{\text{сер.в}}}{S_T}$, $\beta_{\text{сер.с}} = \frac{S_{\text{сер.с}}}{S_T}$, $\beta_{\text{сер.н}} = \frac{S_{\text{сер.н}}}{S_T}$ – коефіцієнти завантаження обмоток вищої, середньої та нижчої напруги трансформатора за середньоквадратичних навантажень відповідних обмоток.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Наведіть загальний вираз для визначення втрат енергії в електричній мережі.
2. Наведіть вираз для визначення втрат енергії, обумовлених дією робочої напруги.
3. Що являють собою квадратичні графіки навантаження за тривалістю?
4. У чому полягає основна властивість квадратичних графіків навантаження?
5. Наведіть визначення часу максимальних втрат.
6. Наведіть вираз для визначення втрат енергії протягом року із застосуванням часу максимальних втрат.
7. Наведіть вираз емпіричної формули для визначення часу максимальних втрат.
8. Наведіть визначення середньоквадратичного навантаження.
9. Наведіть вираз для визначення втрат енергії протягом року із застосуванням середньоквадратичного навантаження.
10. Наведіть вирази для визначення втрат енергії протягом року в лінії електропередачі.
11. Наведіть вирази для визначення втрат енергії протягом року в силовому двообмотковому трансформаторі.
12. Наведіть вирази для визначення втрат енергії протягом року в силовому триобмотковому трансформаторі.

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 100-106; [3], стор. 71-75; [4], стор. 73-78; [6], стор. 182-186; [7], стор. 237-244; [8], стор. 168-173; [9], стор. 116-128; [10], стор. 73-79; [14], стор. 55-60; [15], стор. 405-407; [16], стор. 285-288; [17], стор. 362-367.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

Основна література

1. Баркан Я. Д. Эксплуатация электрических систем: Учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1990. – 304 с. – ISBN 5-06-000448-1
2. Блок В. М. Электрические сети и системы: Учебное пособие для электроэнергет. спец. вузов / В. М. Блок. – Москва: Высш. шк., 1986. – 430 с.
3. Боровиков В. А. Электрические сети и системы. Учеб. пособие для техникумов / В. А. Боровиков, В. К. Косарев, Г. А. Ходот. – Москва: Энергия, 1968. – 431 с.
4. Глазунов А. А. Электрические сети и системы: Учебное пособие для вузов / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1960. – 368 с.
5. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В. И. Идельчик. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с. – ISBN 5-283-01012-0.
6. Лыкин А. В. Электрические системы и сети. Учеб. пособие / А. В. Лыкин. – Москва: Университетская книга; Логос, 2008. – 254 с. – ISBN 978-5-98704-055-8.
7. Мельников Н. А. Электрические сети и системы. Учеб. пособие для вузов / Н. А. Мельников. – Москва: Энергия, 1975. – 464 с.
8. Петренко Л. И. Электрические сети и системы: учеб. пособие для студентов вузов / Л. И. Петренко. – Киев: Вища шк., 1981. – 320 с.
9. Рябков А. Я. Электрические сети и системы / А. Я. Рябков. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1960. – 511 с.
10. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с. – ISBN 978-966-553-602-4.
11. Солдаткина Л. А. Электрические сети и системы / Л. А. Солдаткина. – Москва: Энергия, 1972. – 272 с.
12. Сулейманов В. М. Електричні мережі та системи: підручн. / В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – Киев: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с. – ISBN 978-966-622-300-8.
13. Сулейманов В. Н. Электрические сети и системы: Учеб. / В. Н. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – Киев: НТУУ «КПІ», 2007. – 504 с. – ISBN 978-966-622-246-9.
14. Федин В. Т. Электрические сети энергетических систем: Учеб. пособие / Лычев П. В., Федин В. Т. – Минск: Універсітэцкае, 1999. – 255 с. – ISBN 985-09-0189-6.

15. Электрические системы и сети: учеб. / Н. В. Буслова, В. Н. Винославский, Г. И. Денисенко, В. С. Перхач; под ред. Г. И. Денисенко. – Киев: Вища шк., 1986. – 584 с.
16. Электрические системы. Т. 2. Электрические сети: Учебное пособие для электроэнергетич. вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков, Л. А. Солдаткина. Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Высшая школа, 1971. – 440 с.
17. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др.; Под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. – Москва: Высш. шк., 1998. – 511 с. – ISBN 5-06-001031-7.

Додаткова література

18. Веников В. А. Введение в специальность / В. А. Веников, Е. В. Путятин; под ред. В. А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1973. – 294 с.
19. Глазунов А. А. Задачник по сетям электрических систем / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов, Г. М. Розанов. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1953. – 160 с.
20. Городецкий Г. М. Расчет электрических сетей / Г. М. Городецкий. – Киев: Государственное издательство технической литературы, 1953. – 334 с.
21. Имшенецкий В. Н. Сельские электрические сети / В. Н. Имшенецкий, С. М. Рожавский. – М.: Колос, 1970. – 392 с.
22. Караев Р. И. Электрические сети и энергосистемы. Учебник для вузов ж.-д. транспорта / Р. И. Караев, С. Д. Волобринский, И. Н. Ковалев. – М.: Транспорт, 1988. – 326 с. – ISBN 5-277-00012-7.
23. Костин В.Н. Электропитающие системы и электрические сети: учебно-методические комплекс (учебное пособие) / В. Н. Костин. – СПб.: Изд-во СЗТУ, 2007. – 154 с.
24. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – Л.: Энергия, 1970. – 392 с.
25. Пелисье Рене. Энергетические системы / Рене Пелисье. Пер. с франц. – Москва: Высш. Школа, 1982. – 568 с.
26. Поспелов Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч; под ред. Г. Е. Поспелова. – М.: Энергоиздат, 1981. – 216 с.
27. Правила устройств электроустановок. – Харьков: Из-во «Форт», 2009. – 704 с.
28. Расчеты и анализ режимов работы сетей: Учебное пособие для вузов / Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Энергия, 1974. – 336 с.
29. Справочник по проектированию линий электропередачи / Под ред. М.А. Реута и С.С. Рокотяна. – М.: Энергия, 1980. – 296 с.

30. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.
31. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
32. Теоретические основы электротехники. Том 2 / К. С. Демирчян, Л.Р. Нейман, Н.В. Коровкин, В.Л. Чечурин. – СПб.: Питер, 2006. – 576 с.
33. Электрические сети: сборник задач / Л. И. Петренко. – Киев: Вища шк., 1985. – 271 с.
34. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях: Учеб. пособие для электроэнерг. спец. / В. В. Ежков, Г. К. Зарудский, Э. Н. Зуев и др.; Под ред. В. А. Строева. – Москва: Высш. шк., 1999. – 352 с. – ISBN 5-06-003329-5.
35. Электрические системы. Т.3. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1972. – 368 с.
36. Dale R. Electrical power systems technology / Dale R. Patrick, Stephen W. Fardo. – The Fairmont Press, 2009. – 486 pp. – ISBN 0-88173-585-X.
37. Das D. Electrical power systems. – New Delhi: New Age International Publishers, 2006. – 470 pp. – ISBN 978-81-224-2515-4.
38. El-Hawary M. Electrical energy systems. – CRC Press, 2000. – 364 pp. – ISBN 0-8493-2191-3.
39. El-Hawary M. Introduction to electrical power systems. – John Wiley & Sons, 2008. – 394 pp. – ISBN 978-0470-40863-6.
40. Grigsby L. L. Electric power generation. Transmission and distribution / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2007. – 502 pp. – ISBN 978-0-8493-9292-4.
41. Grigsby L. L. Power systems / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2007. – 452 pp. – ISBN 978-0-8493-9288-7.
42. Grigsby L. L. The electric power engineering. Handbook / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2001. – 950 pp. – ISBN 0-8493-8578-4.
43. Iliadis N. Handbook of power systems I / Iliadis N., Pardalos P., Pereira M., Rebennack S. – Springer, 2010. – 494 pp. – ISBN 978-3-642-02492-4.
44. Iliadis N. Handbook of power systems II / Iliadis N., Pardalos P., Pereira M., Rebennack S. – Springer, 2010. – 492 pp. – ISBN 978-3-642-12685-7.
45. Kirtley J. Electric power principles. – John Wiley & Sons, 2010. – 391 pp. – ISBN 978-0-470-68636-2.
46. Martinez-Velasco Juan A. Power system transients. Parameter determination / Juan A. Martinez-Velasco. – CRC Press, 2010. – 633 pp. – ISBN 978-1-4200-6529-9.
47. Rofalsky K-H. Power system engineering / K-H Rofalsky, J. Schlabbach. – Wiley-VCH, 2008. – 337 pp. – ISBN 978-3-527-40759-0.
48. Yoshihide Hase Handbook of power system engineering / Yoshihide Hase. – John Wiley & Sons, 2007. – 548 pp. – ISBN 978-0-470-02742-4.